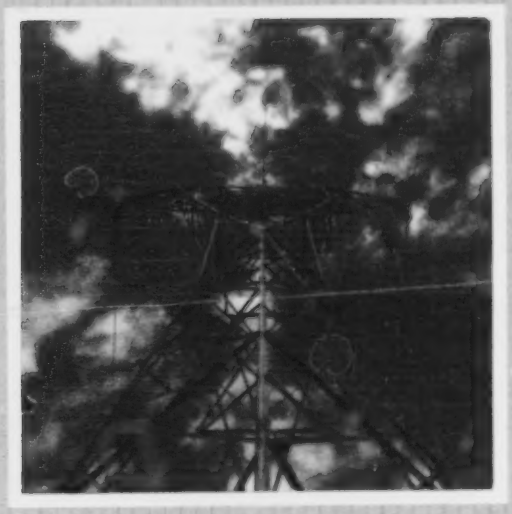


Rapport annuel 2003-2004

Énergie NB Power

Le 30 juin 2004

À Son Honneur
L'honorable Herménégilde Chiasson
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Votre Honneur,

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la *Loi sur l'énergie électrique* telle que modifiée, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour l'exercice terminé le 31 mars 2004.

Veuillez agréer, Votre Honneur,
l'expression de mes sentiments respectueux.

Le président du conseil d'administration,

Leon R. Furlong, FCA

Table des matières

Profil de l'entreprise 2
Message du président du conseil d'administration 3
Message du président et chef de la direction 4

Revue des activités :
- Développement des affaires 6
- Responsabilité sociale 8
- Protection de l'environnement 10
- Production 12
- Nucléaire 14
- Transport 16
- Service à la clientèle 18
- Services d'entreprise 20

Revue financière 2003-2004 :
- Discussion et analyse de gestion 22
- Rapport de la direction et rapport des vérificateurs 34
- États financiers consolidés 35
- Notes complémentaires 39
- Aperçu statistique 48
- Glossaire des raisons sociales, des acronymes et des abréviations 52

Régie d'entreprise 53
Conseil d'administration 54
Haute direction 55
Carte du réseau 56

104-07324/

Faits saillants des activités

Production

Le haut rendement des centrales, qui ont atteint leurs objectifs en matière de disponibilité et de fiabilité, était essentiel à la capacité de répondre aux trois pointes d'appel de puissance enregistrées. Basé sur son rendement et ses coûts, Belledune s'est classée au deuxième rang parmi les centrales au charbon nord-américaines. La remise à neuf de Coleson Cove, qui est d'une grande importance pour le respect des cibles futures de capacité et de protection de l'environnement, doit s'achever en janvier 2005 comme prévu.

Nucléaire

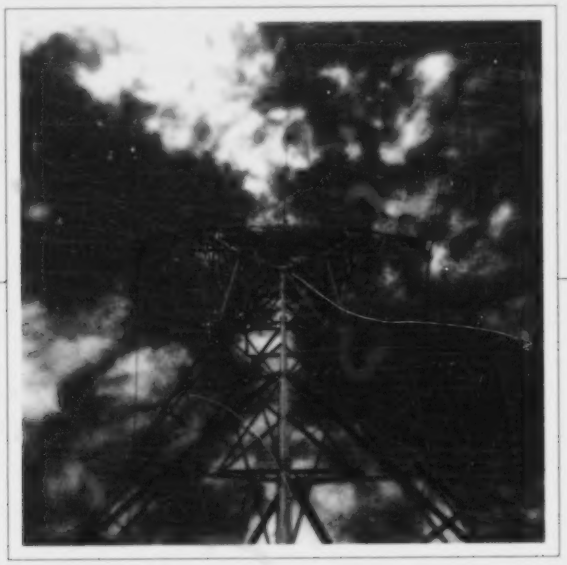
Point Lepreau a affiché son meilleur rendement depuis dix ans. En effet, la centrale n'a connu aucun arrêt imprévu et a terminé avec succès son arrêt d'entretien. Pour la troisième fois en quatre ans, le personnel a passé le cap d'un million d'heures travaillées sans accident avec perte de travail. Le système de gestion de l'environnement continue à se conformer aux critères ISO 14001 et l'étude environnementale effectuée relativement à l'agrandissement des installations de gestion des déchets radioactifs s'est avérée positive.

Transport

L'unité a dépassé ses objectifs opérationnels et financiers et, grâce aux programmes d'entretien, a amélioré ses indicateurs de fiabilité. La réponse à la panne du 14 août, où le réseau a compensé un important déséquilibre de la charge qui se propageait vers le nord, a démontré que les systèmes, l'équipement et la formation sont efficaces. L'implantation du tarif d'accès ouvert au réseau de transport assure un accès non discriminatoire au réseau pour les producteurs et les consommateurs.

Service à la clientèle

Service à la clientèle a atteint ses cibles budgétaires, malgré les dépenses reliées aux conditions météorologiques. Selon des sondages, les clients sont très satisfaits du service. On a réduit la fréquence et la durée des pannes. L'unité a aussi obtenu des réussites notables en ce qui concerne la sécurité des employés, à la suite d'une concentration renouvelée de la part des employés, des gestionnaires et du syndicat, ainsi que celle du public, à la suite d'une campagne de sécurité médiatique intégrée.



Faits saillants financiers

Rendement financier

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Bénéfice (perte) net	**(18) $**	(77) $	19 $
Encaisse d'exploitation	**256 $**	139 $	234 $
Encaissements (décaissements) disponibles	**(376) $**	(86) $	64 $
Réduction (augmentation) de la dette nette	**(321) $**	(149) $	81 $

Ratios et pourcentages financiers

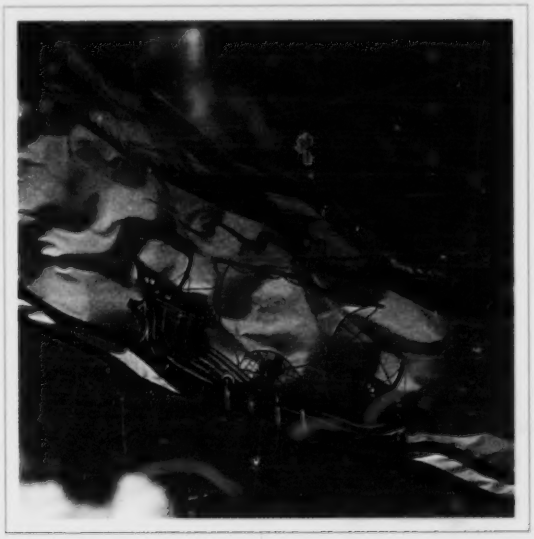
	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Marge d'exploitation	**14 %**	12 %	19 %
Encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement	**0,52x**	0,66x	1,73x
Encaisse d'exploitation / Dette totale	**0,08x**	0,05x	0,08x
Pourcentage des dettes dans la strucure des capitaux	**106 %**	106 %	104 %
Couverture de l'intérêt	**0,88x**	0,68x	1,06x

Profil de l'entreprise

Énergie NB exploite un des parcs de production les plus diversifiés en Amérique du Nord, et son réseau de transport est parmi les mieux interconnectés du continent. L'entreprise produit de l'électricité à bas prix à partir de plusieurs sources – le mazout, l'hydroélectricité, le nucléaire, le charbon et l'Orimulsion[MD] – et la livre de façon fiable à plus de 360 000 clients directs et indirects au moyen d'un réseau électrique qui comprend des lignes d'une longueur totale de plus de 26 700 kilomètres, ainsi qu'un grand nombre de sous-stations et de postes.

Production

Exploitant l'un des parcs de production les plus diversifiés d'Amérique du Nord, l'unité commerciale de Production produit de l'électricité à bas prix à ses centrales alimentées au mazout, à l'énergie hydroélectrique, au charbon, à l'Orimulsion[MD] et au diesel. Ces tranches traditionnelles possèdent une puissance installée de 3 134 MW, soit 1 923 MW provenant des centrales thermiques, 884 MW, des centrales hydroélectriques et 327 MW, des turbines à combustion.



Nucléaire

La tranche CANDU 6 – 635 MW à Point Lepreau produit de l'énergie à prix modique et fournit environ 25 p. 100 de l'alimentation provinciale. La production de la centrale apporte une grande contribution au rendement économique et environnemental de la Société parce qu'il s'agit de la centrale thermique à plus bas coût variable du parc, et parce qu'elle permet d'éviter une grande quantité d'émissions atmosphériques.

Transport

L'unité commerciale de Transport, qui est responsable de la livraison fiable et sécuritaire de l'électricité aux clients du réseau de distribution et aux clients de service de transport point à point, exploite et entretient quelque 6 700 km de lignes de transport, des postes, des tours de transmission radio, des postes de sectionnement et des interconnexions. Le Centre de conduite du réseau constitue le centre d'exploitation du réseau électrique et facilite l'accès au réseau de transport par le biais du système OASIS (Open Access Same-Time Information System – système d'accès ouvert en temps réel aux données du réseau).

Service à la clientèle

Desservant la clientèle résidentielle, commerciale, industrielle et du gros de la province, l'unité commerciale de Service à la clientèle assure un approvisionnement sécuritaire, fiable et à prix concurrentiel en électricité au moyen de plus de 20 000 km de lignes de distribution. Elle offre des produits et des services importants à la clientèle par l'entremise de ses bureaux d'exploitation régionaux, de ses Centres d'appels, de ses conseillers en énergie et de ses responsables de compte.

Services d'entreprise

L'unité des Services d'entreprise comprend les groupes suivants : Ressources humaines et Administration; Systèmes de renseignements commerciaux; Finances; Planification d'entreprise; Télécommunications; Environnement; Services juridiques et Affaires publiques. En assurant une orientation stratégique et une aide, ces divisions permettent aux unités commerciales de donner un meilleur rendement relativement à la production et à la fourniture d'électricité fiable et à bas prix. Une nouvelle organisation des Services partagés a été créée par la fusion des services existants de conception assistée par ordinateur, de docs.source, d'environnement, de systèmes informatiques, de gestion des installations, d'affaires immobilières, de télécommunications, d'approvisionnement et de comptes créditeurs.

Nous fermons le livre de 2003-2004 et nous anticipons un nouveau chapitre excitant pour Énergie NB. Les

Le 13 avril 2003
Vérification externe des systèmes de gestion environnementale de Transport et de Service à la clientèle

Message du président du conseil d'administration

Le présent rapport annuel souligne une fin et un nouveau début.

Par la proclamation de la *Loi sur l'électricité*, prévue pour le 1er octobre 2004, Énergie NB sera réorganisée en une corporation de portefeuille avec des filiales. Ainsi, la Société, le marché dans lequel elle évoluera, et la haute direction et le personnel partagent tous le même défi, soit de se préparer pour un changement important.

La *Loi sur l'électricité* prévoit la création d'un marché concurrentiel pour les secteurs du gros et des gros clients industriels et étend les possibilités de développement de la production indépendante. Par cette loi, ouvrant la voie aux réformes de l'électricité les plus progressives de la région de l'Atlantique, le Nouveau-Brunswick a entrepris une restructuration dirigée du secteur de l'électricité qui prévoit l'instauration de la concurrence pour les gros consommateurs d'énergie, tout en assurant que les clients actuels peuvent continuer de bénéficier du niveau de service actuel d'Énergie NB.

Énergie NB amorce cette année de transition bien préparée, car son conseil d'administration, sa haute direction et ses employés ont jeté des bases solides pour cette nouvelle structure d'entreprise et ce nouveau marché.

Énergie NB continue de prendre des mesures positives pour répondre aux besoins en énergie dans l'avenir. Son plan de développement des affaires est conçu pour assurer des approvisionnements fiables, respecter les normes changeantes en matière d'environnement et maintenir des tarifs stables et concurrentiels pour encourager la croissance économique. Une plus grande attention a également été accordée à la coopération régionale entre les entreprises d'électricité et les gouvernements des Maritimes, chacun ayant reconnu les avantages possibles qui découlent d'approches conjointes de développement.

Durant la présente année, le conseil d'administration s'est concentré sur des mesures visant à garantir une planification stratégique solide, l'établissement de rapports financiers et la relève de la gestion. Notamment, les changements exigés pour la restructuration du secteur de l'électricité et de la Société ont demandé un niveau élevé d'activités. De même, le conseil a consacré beaucoup de temps au projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove et au contrat de fourniture d'Orimulsion(MD) avec le Venezuela. Durant les prochains mois, les efforts seront concentrés sur l'amélioration des structures de gouvernance pour garantir une responsabilisation plus systématique et une plus grande transparence.

Durant l'année, Énergie NB a perdu le président de son conseil d'administration, Dan Skaling, qui est décédé. Nommé le 12 avril 2002, M. Skaling s'est départi de ses fonctions de façon exemplaire. Même s'il était aux prises avec une maladie terminale durant la dernière année, il a accueilli la possibilité d'influencer de façon positive l'avenir de la Société et sa province d'origine. L'exercice financier a été marqué également par la retraite du président et chef de la direction par intérim, Stewart MacPherson. Homme de carrière, M. MacPherson avait dévoué plus de 37 années de service à la Société.

À la fin de 2003-2004, Énergie NB a accueilli son nouveau président et chef de la direction, David D. Hay, qui aura pour tâche de diriger la transition de la Société pour connaître le succès commercial dans un marché plus concurrentiel.

Nous voyons l'avenir d'un bon œil et nous nous réjouissons de notre nouvelle structure et de l'occasion d'offrir de meilleurs services à notre clientèle.

Le président du conseil d'administration,

Leon R. Furlong, FCA

défis et les occasions qui se présentent seront difficiles, mais ne nous dépasseront pas. Les réussites

Le 2 mai 2003
La centrale de Dalhousie passe le cap de deux ans sans accident avec perte de travail

Le 15 mai 2003
La Journée de l'arbre fêtée avec les villes de Moncton et de Riverview et l'organisation Collectivités en fleurs

Avec l'ouverture du marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick à la concurrence et l'établissement d'une nouvelle structure d'entreprise pour stimuler les opérations commerciales et la prise de décisions, Énergie NB se dirige vers une nouvelle ère. La Société fait son entrée dans cette ère, forte d'une amélioration notable de son rendement financier par rapport à l'année précédente, malgré une perte nette attribuable à une radiation unique. Énergie NB repose sur des bases solides, visant l'excellence dans son exploitation et stimulant les possibilités de développement. Cependant, elle attaquera de plein front également les défis et les décisions auxquelles elle sera confrontée.

Message du président et chef de la direction

Rendement opérationnel

La Société a terminé l'exercice 2003-2004 avec une perte nette de 18 millions de dollars, par rapport aux produits totaux de 1,3 milliard de dollars. Son bénéfice avant une radiation unique de 44 millions de dollars au titre du coût lié au système de manutention du combustible dans le cadre du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove s'établissait à 26 millions de dollars comparativement à une perte de 77 millions l'année précédente. Le principal facteur qui a contribué à cette amélioration était une augmentation de 96 millions de dollars d'une année à l'autre des marges sur les ventes effectuées dans la province et sur le marché à l'exportation. Cette augmentation était attribuable à une baisse des coûts de production d'énergie découlant d'une plus importante production hydroélectrique et d'une hausse de la production nucléaire d'une année à l'autre. D'autres facteurs, notamment des coûts de combustible et des charges de retraite plus élevés, ont atténué l'effet de ces résultats positifs. Habituellement, ces facteurs auraient donné un rendement financier positif. Toutefois, une radiation unique de 44 millions de dollars au titre du coût lié au système de manutention du combustible dans le cadre du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove est venue les contrebalancer.

Les unités commerciales ont enregistré un succès notable durant l'exercice. Parmi les accomplissements au titre de la production, mentionnons la reconnaissance accordée à la centrale de Belledune qui s'est classée au deuxième rang parmi les centrales alimentées au charbon en Amérique du Nord pour son efficacité par rapport aux coûts et son rendement élevé sur le plan de la disponibilité et de la fiabilité. Le Nucléaire a connu sa meilleure année depuis 1994-1995, son facteur de capacité s'étant établi à près de 86 p. 100. Transport a surpassé ses cibles de rendement opérationnel et financier. Grâce à son intervention à la suite de la saute de puissance du 14 août 2003, elle a aidé à la zone de commande des Maritimes à éviter la panne d'électricité qui a touché des centaines de collectivités de Cleveland, à Toronto en passant New York. Distribution et Service à la clientèle a enregistré un excédent sur son budget d'exploitation, d'entretien et d'administration en dépit de dépenses non budgétées attribuables aux tempêtes.

d'exploitation qui ont marqué le dernier exercice serviront de fondation à la nouvelle ère. Le nouveau

Le 17 mai 2003
Belledune passe le cap important d'avoir été exploitée sans arrêt pendant 365 jours consécutifs

Le 23 mai 2003
Énergie NB reçoit une décision positive des agences de réglementation au sujet de la ligne internationale de transport

Défis à surmonter et décisions

Malgré ce succès remporté sur le plan opérationnel, Énergie NB a dû relever des défis de taille durant l'année se rattachant à deux grands projets de développement. Le plus important se rapportait à la fourniture de combustible pour la centrale de Coleson Cove. En février 2004, la Société a déposé une déclaration contre Petroleos de Venezuela (« PDVSA »), l'entreprise pétrolière gouvernementale du Venezuela et fournisseur du combustible Orimulsion[MD], afin d'intenter un procès pour l'obliger à respecter l'entente de fourniture du combustible ou à payer des dommages-intérêts. À cet égard, le Comité permanent des corporations de la Couronne de l'Assemblée législative du Nouveau-Brunswick a tenu des audiences publiques sur les circonstances entourant l'entente de fourniture.

Peu après la fin de l'exercice financier, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a reçu un rapport de Robin Jeffrey, Ph.D., sur le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. M. Jeffrey a endossé divers aspects du projet, toutefois son rapport était critique à l'égard des gros contrats relatifs au projet.

La priorité ira à l'obtention d'une source de fourniture de combustible fiable et à bas prix pour la centrale de Coleson Cove et à la conclusion de contrats pour le projet de la centrale de Point Lepreau. Des efforts sont en cours pour rétablir les négociations avec PDVSA. Cependant, la centrale devrait brûler du mazout à court terme, en attendant de passer à l'Orimulsion[MD] ou à un autre combustible à faible coût à moyen terme. Le changement de combustible pourrait nécessiter la mise au point d'un nouveau système de manutention du combustible; et d'autres options en matière de livraison sont envisagées. Quant au projet de Point Lepreau, la Société s'est engagée à renégocier les contrats relatifs au projet et à donner suite à d'autres recommandations du rapport Jeffrey. Le gouvernement provincial prévoit prendre une décision sur le projet durant l'année 2004-2005.

Vers l'avant

La prochaine année soulignera un jalon exaltant pour Énergie NB. Le 1er octobre 2004, le gouvernement du Nouveau-Brunswick entend proclamer la *Loi sur l'électricité*. Cette mesure créera les conditions qui établiront la concurrence sur le marché pour les secteurs de gros et des gros clients industriels. En même temps, la Société prendra la prochaine étape dans sa tradition de service vieille de 84 ans au Nouveau-Brunswick. Elle deviendra une corporation de portefeuille avec quatre filiales qui seront responsables de la production classique, de la production nucléaire et du transport, ainsi que de la distribution et du service à la clientèle. Le but de la restructuration est de mieux équiper Énergie NB à affronter les conditions du marché, de clarifier la reddition des comptes financière et de bien équilibrer les intérêts des consommateurs et des contribuables.

De l'énergie concentrée

Énergie NB est prête à plonger dans une nouvelle ère caractérisée par les défis, l'enthousiasme et la possibilité de grandes perspectives pour le Nouveau-Brunswick.

Dans l'avenir, nous continuerons de nous concentrer sur notre mandat, soit d'assurer un approvisionnement en électricité sécuritaire, fiable, acceptable sur le plan environnemental et à prix raisonnable. Énergie NB abordera cet avenir avec une culture d'entreprise caractérisée par :

- une responsabilisation systématique;
- un accent sur la prise de décisions et les opérations commerciales;
- la transparence envers le public, caractérisée par la franchise au sujet des questions auxquelles est confrontée la Société.

Durant le prochain exercice financier, de nouvelles mesures de gouvernance pour garantir la responsabilisation, la transparence et la franchise nécessaires – tous des éléments clés d'une gestion efficace des risques – seront mises en œuvre. En même temps, notre nouvelle structure favorisera l'efficacité et la rentabilité et aidera, du même coup, à maintenir nos tarifs concurrentiels. Elle garantira également une plus grande transparence envers les contribuables et les clients, car chaque corporation aura ses propres états financiers et plans d'entreprise. Cela contribuera à une surveillance plus efficace ainsi qu'à une connaissance complète des risques d'affaires qui se présentent à la Société.

Énergie NB se réjouit de sa nouvelle structure. La réorganisation cadre avec les recommandations issues d'une série de rapports publics sur le secteur de l'électricité remontant à 1998. Le personnel a travaillé avec grande efficacité à se préparer pour la restructuration et l'exploitation dans un environnement plus concurrentiel en mettant l'accent sur la planification d'affaires.

Sans parler des nouvelles conditions du marché et d'une nouvelle structure, Énergie NB se préparera au cours de la prochaine année à répondre aux besoins croissants en énergie du Nouveau-Brunswick. En plus des projets de développement actuels, notre planification prévoit une utilisation accrue des sources d'énergie renouvelable et une plus grande attention aux approches régionales pour aborder les questions liées à l'énergie. Notamment, nos travaux continus relatifs à une deuxième ligne internationale de transport, à une ligne de transport et à une interconnexion avec le Maine, présenteront des avantages mutuels à nos voisins et favoriseront le développement d'un marché régional.

Énergie NB est prête à plonger dans une nouvelle ère caractérisée par les défis, l'enthousiasme et la possibilité de grandes perspectives pour le Nouveau-Brunswick.

Le président et chef de la direction,

David D. Hay

chapitre offrira une nouvelle structure d'entreprise, qui aura pour résultat une plus grande responsabilisation

Le 26 juillet 2003
Les centrales hydroélectriques passent le cap de six années d'exploitation sans accident avec perte de travail

Par la proclamation de la *Loi sur l'électricité* prévue pour le 1er octobre 2004, le gouvernement du Nouveau-Brunswick permettra la création d'un marché concurrentiel pour les secteurs de gros et des gros clients industriels, ainsi que l'expansion ces possibilités de production indépendante. La structure des fonctions de production, de transport et de distribution intégrées à la verticale d'Énergie NB sera réorganisée en une corporation de portefeuille avec quatre filiales.

Développement des affaires

Restructuration de la Société

En vertu de la *Loi sur l'électricité*, Énergie NB Power continuera sous le nom de Corporation de portefeuille Énergie NB (« Portefeuille Énergie NB ») et établira quatre filiales :

1. Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (« Production Énergie NB »), avec ses filiales, soit NB Coal Ltd. (« NB Coal ») et Corporation Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick (« Coleson Cove Énergie NB »)
2. Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (« Énergie nucléaire NB »)
3. Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (« Transport Énergie NB »)
4. Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (« Distribution et Service à la clientèle Énergie NB »)

Les nouvelles filiales géreront leurs recettes et leurs coûts, emprunteront éventuellement sans garantie provinciale (sauf Énergie nucléaire NB), atteindront les taux de rendement visés, et feront des paiements tenant lieu d'impôt et de dividendes. La Corporation de portefeuille Énergie NB, formée du président et chef de la direction commun des filiales et des divisions de Finances, de Services juridiques et d'Affaires publiques, facilitera les rapports avec le gouvernement. Une nouvelle organisation, Services partagés, offrira les services communs d'entreprise, de ressources humaines et de systèmes de renseignements financiers aux filiales selon le principe de la récupération des coûts.

et un meilleur positionnement dans le marché de l'électricité nouvellement ouvert à la concurrence. L'ajout

Le 12 août 2003
Les agences réglementaires provinciales et fédérales rendent une décision positive relativement aux installations de gestion des déchets solides de Point Lepreau

Le 14 août 2003
Énergie NB réagit avec succès à la panne du Nord-Est

Restructuration du marché

La *Loi sur l'électricité* prévoit la création d'un marché bilatéral dans lequel les clients admissibles pourront passer des contrats avec les producteurs ou les fournisseurs. Les clients admissibles comprennent les entreprises d'électricité municipales actuelles à l'échelon de gros (Saint John et Edmundston) et les gros clients industriels desservis à la tension de transport.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a été désignée comme le fournisseur de services en vertu d'un contrat type. Son approvisionnement sera assuré au moyen d'ententes d'achat d'énergie à long terme avec Production Énergie NB, Coleson Cove Énergie NB et Énergie nucléaire NB. Les clients qui ne sont pas admissibles ou qui décident de ne pas obtenir leur électricité du marché ont droit au même service en vertu d'un contrat type qu'offrait Énergie NB avant le 1er octobre 2004. À mesure que l'actif de production sera mis hors service ou qu'une source d'approvisionnement additionnelle sera nécessaire, le fournisseur de service en vertu d'un contrat type se procurera l'approvisionnement additionnel sur le marché concurrentiel sous la forme d'une demande de propositions. Pour les participants du marché qui achètent de l'énergie auprès d'un fournisseur autre que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, la Commission des entreprises de service public (« CESP ») déterminera une redevance d'annulation de service de façon à ne pas imposer de fardeau sur les autres clients.

La *Loi sur l'électricité* crée deux nouvelles corporations de la Couronne. À compter du 1er octobre, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick sera une corporation de la Couronne indépendante à but non lucratif qui dirigera l'exploitation du réseau de transport et administrera le tarif d'accès ouvert au réseau de transport. La Corporation financière d'électricité du Nouveau-Brunswick assumera la dette existante d'Énergie NB et fournira le financement et l'appui financier dont ont besoin les nouvelles filiales jusqu'à ce que celles-ci puissent contracter elles-mêmes des prêts.

Projets de développement

Les projets ci-dessous en sont à diverses étapes de développement ou attendent l'approbation du conseil d'administration et du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

Projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove

La centrale de Coleson Cove est une centrale de trois tranches qui est alimentée au mazout lourd et qui a une capacité nette de 998 MW. La production de la centrale, la plus grande de la province, est essentielle pour répondre à la demande future, et des investissements ont dû être effectués pour se conformer aux normes plus strictes en matière d'environnement. Le principal volet de ce projet de remise à neuf de 747 millions de dollars est l'installation de systèmes de commande de pointe pour réduire considérablement les taux d'émission de dioxyde de soufre, d'oxydes d'azote et de particules. Le projet devant être achevé en janvier 2005, la vie utile de la centrale sera prolongée jusqu'en 2030.

Le projet comportait la conversion de la centrale pour recevoir la source de combustible envisagée, soit l'Orimulsion®. Il y a eu établissement d'une entente de fourniture qui a ensuite suscité des incertitudes. En février 2004, Énergie NB a déposé une déclaration contre Bitor America Corporation et Petroleos de Venezuela (« PDVSA »), le fournisseur du combustible Orimulsion®, afin d'intenter un procès pour rupture de contrat. Des efforts sont en cours pour rétablir les négociations avec PDVSA, toutefois, la centrale prévoit brûler du mazout lourd à court terme en vue de passer à l'Orimulsion® ou à un autre combustible à faible coût à moyen terme. Le changement de combustible pourrait nécessiter la mise au point d'un nouveau système de manutention du combustible; et d'autres options en matière de livraison sont envisagées.

> Le plan de développement des affaires d'Énergie NB est conçu pour assurer des approvisionnements fiables, respecter les normes changeantes en matière d'environnement et maintenir des tarifs stables et concurrentiels pour encourager la croissance économique.

Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Énergie NB propose de remettre à neuf la centrale de Point Lepreau au cours d'un arrêt prévu de 18 mois à compter d'avril 2008. Le projet d'une valeur de 940 millions de dollars comporterait le remplacement des 380 assemblages de canaux de combustible et de tubes de calandre, ainsi que des tuyaux d'alimentation. D'autres composantes feront l'objet de remplacement, d'inspections et d'améliorations afin de prolonger la vie utile de la centrale de 25 ans. Le projet a obtenu les agréments exigés en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement* du Nouveau-Brunswick.

En septembre 2002, la CESP a recommandé au conseil d'administration d'Énergie NB de ne pas poursuivre le projet, dans la forme présentée, parce que celui-ci ne présentait aucun avantage financier important par rapport au gaz naturel, une source de production de rechange possible. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a commandé un examen par un tiers du projet de remise à neuf. Dans un rapport publié en avril 2004, Robin Jeffrey, Ph.D., a conclu que le projet de remise à neuf n'offrait aucun avantage économique sur les autres options d'approvisionnement et que les contrats relatifs au projet présentaient un risque financier disproportionné pour Énergie NB.

Le rapport Jeffrey a endossé le processus d'évaluation des conditions du projet, la stratégie d'atténuation des risques, la communication avec la Commission canadienne de sûreté nucléaire concernant les questions réglementaires, les agréments environnementaux anticipés, le calendrier intégré, le plan d'implantation détaillé et les rapports d'étape. Il a fait une déclaration importante de confiance en concluant que le projet de remise à neuf ne devrait pas souffrir de coûts énormes et de retards sur l'échéancier comme dans le cas du projet du réacteur 4 de Pickering « A ». En réponse à la principale préoccupation de M. Jeffrey, Énergie NB a pris l'engagement de renégocier les contrats relatifs au projet auprès d'Énergie atomique du Canada ltée. Le gouvernement provincial doit prendre une décision sur le projet de remise à neuf durant l'année 2004-2005.

Projet de ligne internationale de transport

Énergie NB a déterminé que le projet de ligne internationale de transport de 345 kV était le principal moyen d'augmenter la fiabilité de l'approvisionnement de même que la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport. La ligne de transport, qui s'étendra du poste de Point Lepreau jusqu'à Orrington, au Maine, augmentera considérablement la capacité d'interconnexion ferme et augmentera la fiabilité et l'efficacité du réseau par des pertes plus faibles au transport. Elle favorisera également le développement du marché régional de l'électricité en offrant aux producteurs de nouveaux débouchés et aux clients admissibles d'autres sources d'approvisionnement.

L'Office national de l'énergie (ONE) a délivré un certificat de commodité et de nécessité publiques conditionnel pour entreprendre le projet. Énergie NB travaille avec Bangor Hydro-Electric Co. afin d'obtenir les permis nécessaires pour construire et entretenir la ligne au Maine. Il faut également régler la question de la tarification avant que le projet puisse aller de l'avant.

Énergie renouvelable

Après un appel de propositions publiques, Énergie NB en est maintenant à la dernière étape des négociations pour conclure une entente d'achat d'énergie avec Eastern Wind Inc. pour une centrale éolienne de 20 MW dans l'île de Grand Manan. La centrale éolienne proposée, qui sera aménagée, possédée et exploitée par Eastern Wind, comptera 11 turbines et pourrait produire de l'électricité dès l'automne 2005. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit acheter la production et les crédits de compensation environnementaux reliés au projet par l'entremise d'une entente d'achat d'énergie de 20 ans dans le cadre de but à long terme d'acquérir 100 MW de projets d'énergie renouvelable.

de l'énergie éolienne à un parc de production déjà assez diversifié marquera une autre étape cruciale.

Le 27 août 2003
Intrepid 2003, un exercice d'intervention d'urgence, est mené par la centrale de Point Lepreau et l'Organisation des mesures d'urgence du Nouveau-Brunswick

Énergie NB s'engage à remplir ses responsabilités sociales et à maintenir la qualité de vie au Nouveau-Brunswick. Les activités d'exploitation de l'entreprise constituent un moteur du développement économique. Ses efforts de commandite et l'engagement de ses employés au sein des activités communautaires contribuent à enrichir la société.

Responsabilité sociale

Communauté

Notre soutien de l'excellence à chaque niveau d'enseignement contribue au développement de la province. Énergie NB commandite des chaires universitaires en génie et en commerce qui encouragent les recherches et le développement. Grâce à ses programmes de bourses, des diplômés de l'école secondaire et des collèges et universités peuvent continuer leurs études. Le programme Leadership jeunesse octroie une bourse de 1 500 $ dans chaque district scolaire du Nouveau-Brunswick à un élève qui a contribué à son école aussi bien qu'à sa communauté, tout en ayant un excellent rendement scolaire. Des étudiants profitent des programmes de stage et d'études coopératives pour élargir leurs connaissances du secteur de l'énergie. Le Club des 25 ans, une association d'employés à long terme, ainsi que la section locale 37 de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, offrent des bourses aux étudiants qui poursuivent leurs études.

Les nouvelles options de production s'appuieront sur un réseau de transport robuste et interconnecté et

Le 13 septembre 2003
Début de l'arrêt d'entretien prévu à Point Lepreau

Le 14 septembre 2003
Début de la série d'automne de la campagne *Faites attention aux lignes* d'Énergie NB

Des comités de liaison innovateurs ont tenu à jour les collectivités voisines sur les progrès des projets d'aménagement à Coleson Cove et à Point Lepreau. L'apport des résidents, des propriétaires fonciers et des élus de la communauté est essentiel à la réussite d'un projet dans un climat de compréhension et de coopération mutuelles. La communauté en bénéficie. Par exemple, à Lorneville, près de la centrale de Coleson Cove, les employés ont collaboré avec des bénévoles pour remettre en état un cimetière et une église de la localité.

Les démarches communautaires en matière d'environnement ont toujours la priorité. Grâce au soutien offert par Énergie NB à ses ateliers et expositions, Science Est sensibilise le public à l'énergie et au changement climatique. Les expositions interactives dans la galerie dévouée à l'énergie et au changement climatique, parrainées en partie par Énergie NB, sont en voie d'adaptation pour les écoles secondaires. Énergie NB commandite aussi les activités en salle de classe du projet Aile Verte de Canards Illimités, qui achète du matériel pédagogique et paie les frais de voyage pour que les élèves puissent avoir une expérience pratique des terres humides.

Employés

La participation des employés à de nombreuses campagnes de financement dynamise l'activisme communautaire au Nouveau-Brunswick. Dans le cadre de la campagne Centraide de 2003, la principale campagne de financement de l'entreprise, les employés d'Énergie NB ont ramassé environ 53 000 $. Énergie NB a contribué aux efforts d'alphabétisation des adultes en étant le commanditaire principal du tournoi sur invitation de Peter Gzowski en 2003. Ce tournoi de golf d'une journée a ramassé plus de 135 000 $ au Nouveau-Brunswick pour des œuvres de charité, une autre somme record.

Parmi les autres campagnes de financement, mentionnons Snowarama, parrainée par l'entreprise au profit des enfants handicapés, ainsi que les initiatives de groupes locaux d'employés qui appuient le Relais pour la vie de la Société canadienne du cancer, l'hôpital IWK et la Course à la vie. Énergie NB compte parmi les milliers de commerces canadiens qui soutiennent le programme Jeunes entreprises; en effet, l'entreprise encourage la participation et le bénévolat des employés et commandite le Temple de la renommée de Jeunes entreprises.

Principes

Énergie NB et ses employés s'engagent à enrichir leur communauté par l'exemple et l'activisme de l'entreprise et du personnel.

Énergie NB estime ses employés et s'engage à leur créer un milieu de travail qui encourage la croissance professionnelle et qui reconnaît l'importance d'une vie équilibrée.

Énergie NB s'engage à favoriser le mieux-être de ses employés et du public au moyen de son soutien à leur santé, à leur mieux-être et à leur sécurité.

Mieux-être

Énergie NB axe ses efforts dans le domaine du mieux-être surtout sur la santé et la sécurité de ses employés et du public. Des programmes de sécurité efficaces, décrits ailleurs dans le présent rapport, permettent d'offrir aux employés le milieu de travail qu'ils méritent. Énergie NB fait la promotion de la sécurité du public au moyen d'une campagne intégrée de publicité à la radio, à la télévision, dans les journaux et sur Internet. Les slogans « Commencez bien » et « Faites attention aux lignes » sont bien connus dans la province. La Zone des enfants, un site Web primé, amuse les enfants et les informe sur la sécurité électrique. Des documents complémentaires sont offerts aux enseignants et aux élèves. Notons aussi les programmes dans les écoles, la formation et la protection des installations. Grâce à ces programmes, le nombre de contacts du public avec les installations électriques a chuté.

Il est aussi important de constater que la bonne santé de la main-d'œuvre se traduit par une amélioration de la qualité de vie pour les employés au travail et à la maison. La stratégie intégrée en matière des ressources humaines – qui incorpore, entre autres, l'excellence en leadership, un partenariat patronal-syndical, la sécurité et le mieux-être – crée un environnement où chaque personne et chaque équipe peut faire de son mieux et fait d'Énergie NB un employeur de choix. La Société contribue au bien-être des employés au moyen de son excellent régime de soins de santé axé sur le mieux-être. L'entreprise favorise le cheminement de carrière des employés au moyen de possibilités de formation dans le cadre de programmes adaptés à leurs spécialités professionnelles.

seront livrées par un réseau de distribution solide. Nous nous engageons à fournir de l'électricité sécuritaire,

Le 29 septembre 2003
Énergie NB envoie des équipes pour participer à la remise en service après la dévastation causée par l'ouragan Juan en Nouvelle-Écosse

Le 30 septembre 2003
Entrée en vigueur du nouveau tarif de Transport

La mission de produire de l'électricité au Nouveau-Brunswick va de pair avec la responsabilité de protéger et de respecter l'environnement. Les principales centrales d'Énergie NB sont dotées d'équipement de pointe de protection de l'environnement, et les activités d'exploitation se conforment aux règlements en matière d'environnement. Chaque unité commerciale ou entreprise d'exploitation a mis en vigueur un système de gestion de l'environnement conforme aux exigences de l'ISO, et la centrale de Point Lepreau est homologuée ISO 14001.

Protection de l'environnement

Energie NB fournit un encadrement pour établir les nouveaux objectifs, cibles et procédures en matière d'environnement. À chacune de ses installations, l'entreprise respecte les lois en matière d'environnement, ainsi que ses engagements qui ne font pas l'objet de législation, du moment de la planification initiale du projet jusqu'à la mise hors service et pendant toute la période d'exploitation. Les vérifications environnementales périodiques et les programmes de surveillance permettent d'évaluer la conformité aux règlements, aux normes de l'industrie et aux procédures internes. Dans le but d'améliorer sa reddition des comptes au public, Energie NB publie un rapport annuel du rendement environnemental depuis 1996. La Société a une réputation d'échelle nationale pour les rapports de durabilité.

fiable et respectueuse de l'environnement à prix raisonnable. Pour maintenir des prix raisonnables pour les

Le 16 octobre 2003
Remise en service de Point Lepreau
après le programme d'entretien

Pleins feux sur l'année

Les améliorations des équipements environnementaux, la conformité de ses activités aux normes environnementales et les programmes d'assurance d'Énergie NB ont contribué à la protection de l'environnement du Nouveau-Brunswick. Par exemple, en 2003-2004 :

- les émissions de dioxyde de soufre étaient inférieures aux limites réglementaires;
- les émissions de particules étaient inférieures aux limites fédérales visant les nouvelles sources fixes;
- les effluents des eaux usées étaient inférieurs aux limites annuelles réglementaires;
- on a recyclé plus de 200 000 tonnes de sous-produits de production;
- les centrales de Coleson Cove, de Belledune, de Mactaquac, de Tobique et de Dalhousie ont reçu diverses approbations réglementaires pour les systèmes de traitement des eaux usées ou des eaux usées domestiques.

Au cours de l'année, les agences de réglementation provinciales et fédérales ont délivré des décisions positives à l'égard des installations de gestion des déchets radioactifs solides de Point Lepreau. Dans le cadre du projet de remise à neuf de Coleson Cove, le comité de liaison environnementale communautaire s'est réuni régulièrement pour partager des renseignements et pour recevoir l'apport et les recommandations de la communauté sur le projet. Les délibérations ont touché, entre autres, au programme de surveillance de la qualité de l'air, à la circulation, à la réaction en cas de déversement et à la livraison du carburant. À titre de partenaire aux efforts de rétablissement du pédiculaire de Furbish, Énergie NB a continué à soutenir l'équipe de rétablissement et a collaboré avec la Fondation pour la protection des sites naturels du Nouveau-Brunswick dans le but d'établir un plan de conservation pour la vallée du haut Saint-Jean.

Énergie NB a contribué de façon notable à la préservation du balbuzard, jadis une espèce menacée. Lors des visites ordinaires des lignes de transport en 2003, le personnel a découvert 14 nouveaux nids de balbuzard, pour un total de 315 nids de balbuzard au réseau de transport. Les pylônes de transport accueillent aussi 17 nids de corbeau et un nid de faucon. Les employés de Transport élaguent régulièrement ces nids pour préserver l'habitat du balbuzard et empêcher tout contact avec les conducteurs. L'entreprise a introduit un nouveau modèle de plate-forme en 2003.

Principes

Leadership – jouer un rôle de chef en ce qui concerne les technologies et les méthodes respectueuses de l'environnement

Normes – se conformer aux lois et aux engagements

Vérifications – vérifications et activités de surveillance régulières pour évaluer la conformité

Protection – un encadrement d'objectifs, de cibles et de procédures en matière d'environnement

Partenariat – participation des entrepreneurs, des experts-conseils et des fournisseurs

Concentrer notre énergie

Le plan d'aménagement actuel amènera d'autres améliorations au rendement environnemental. Au cours de l'année, l'entreprise a fait du progrès en ce qui concerne les projets de remise à neuf de Coleson Cove et de Point Lepreau, et celui d'une nouvelle ligne internationale de transport. Plus spécifiquement, quand le projet de Coleson Cove sera terminé, vraisemblablement en 2004-2005, la centrale thermique fera partie des centrales à la fine pointe de la technologie environnementale au Canada. De plus, l'achèvement du projet fera de sorte qu'Énergie NB aura un équipement de pointe en protection environnementale à chacune de ses grandes centrales thermiques. Aucune autre entreprise d'électricité canadienne ne peut en dire autant.

Énergie NB a lancé un appel de propositions pour aménager, posséder et exploiter une centrale éolienne de jusqu'à 20 MW. La centrale doit être en service d'ici mars 2006. Il s'agit de la première étape de l'objectif que s'est fixé Énergie NB d'obtenir 100 MW à partir de projets d'énergie renouvelable avant la fin de la décennie. Avec la remise à neuf de Coleson Cove et de Point Lepreau, les sources d'énergie renouvelables permettront d'atteindre les cibles futures en matière de stabilisation et de réduction des émissions.

En raison de sa réorganisation en holding avec des entreprises d'exploitation séparées, Énergie NB a fondé un conseil environnemental réunissant des représentants de chaque entreprise d'exploitation. Ce conseil doit aider à communiquer et à maintenir l'engagement envers la politique concernant l'environnement et expliciter la répartition des responsabilités en matière d'environnement entre les entreprises d'exploitation et Affaires environnementales, dans le but d'exécuter les responsabilités environnementales. Le conseil aura une approche coopérative au partage des connaissances et repérera les ressources clés, entre autres, en ce qui concerne les systèmes de gestion de l'environnement et les défis en matière d'environnement dans chaque domaine. Il devra aussi maintenir une base de données des lois environnementales applicables à chaque entreprise d'exploitation.

clients, nous tâcherons de créer une culture d'entreprise caractérisée par la responsabilisation formelle,

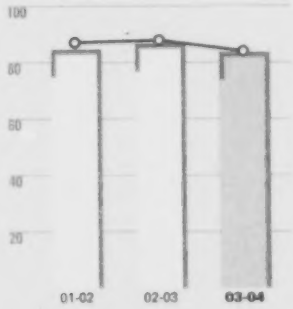
Le 3 novembre 2003
Pointe des activités de construction au projet de remise à neuf de Coleson Cove

Le 21 novembre 2003
Énergie NB collabore avec la Fondation pour la protection des sites naturels du Nouveau-Brunswick pour élaborer un plan de conservation visant la pédiculaire de Furbish

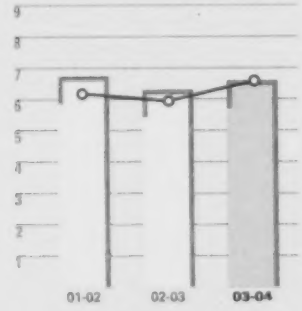
Exploitant l'un des parcs de production les plus diversifiés d'Amérique du Nord, l'unité commerciale de Production produit de l'électricité à bas prix à ses centrales alimentées au mazout, à l'énergie hydroélectrique, au charbon, à l'Orimulsion[MD] et au diesel. Ces tranches traditionnelles possèdent une puissance installée de 3 134 MW, soit 1 923 MW provenant des centrales thermiques, 884 MW, des centrales hydroélectriques et 327 MW, des turbines à combustion.

Production

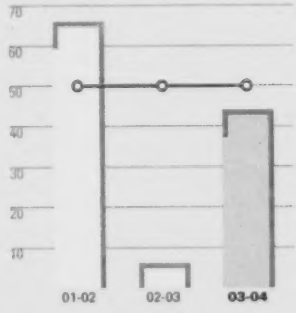
Disponibilité de la centrale
(pourcentage) cible réel



Exploitation, entretien et administration
($ par MWh) cible réel



Sécurité
(journées perdues) cible réel



par un modèle commercial de l'exploitation et de la prise des décisions, et par une transparence publique

Le 11 décembre 2003
Énergie NB lance un appel de propositions visant la production éolienne

Le 9 janvier 2004
Énergie NB fait face à un appel de puissance record

Pleins feux sur l'année

L'unité commerciale de Production a atteint une norme de rendement élevée, car ses 14 installations ont continué de produire de l'électricité fiable et à bas prix pour les clients au Nouveau-Brunswick. Tout en atteignant ou en surpassant les objectifs opérationnels, l'unité a continué de se préparer à assumer son futur mandat, dont la réalisation d'un taux de rendement sur les capitaux propres de l'actionnaire, le gouvernement du Nouveau-Brunswick.

Durant l'année, la centrale de Belledune a été reconnue dans l'industrie, se classant parmi les meilleures au niveau du rendement dans son domaine. Comparativement aux normes relatives à la disponibilité et à l'exploitation, la centrale s'est placée au deuxième rang en ce qui a trait à l'efficacité par rapport aux coûts parmi les centrales alimentées au charbon de toute l'Amérique du Nord.

Au cours de la dernière année, la production d'énergie hydroélectrique a augmenté de 20 p. 100 par rapport à la moyenne historique – en raison d'une bonne préparation pour miser sur l'hydraulicité plus élevée que la moyenne. Le fait d'assurer une grande disponibilité des centrales au bon moment, combiné à diverses initiatives en matière d'efficacité, a permis d'utiliser cette ressource naturelle renouvelable pour en tirer le plus d'avantages possible.

Les rendements exceptionnels du côté de la capacité et de la fiabilité ont été importants, l'unité commerciale de Production ayant enregistré trois nouvelles pointes de demande durant le mois de janvier 2004. Les sources de production dans la province ont répondu à cette demande record.

À cause de la charge plus élevée dans la province, il a fallu exploiter toutes les centrales à la capacité de pointe au Nouveau-Brunswick et réduire les exportations. La remise à neuf de la centrale de Coleson Cove, qui a commencé trois semaines plus tôt que prévu, a également eu un effet sur les possibilités d'exportations. Le prix de l'énergie vendue en Nouvelle-Angleterre était plus faible en raison de la tarification au coût marginal selon l'emplacement, qui a effectivement réduit le prix obtenu des ventes aux exportations.

Le rendement sur le plan de la sécurité est demeuré l'une des grandes priorités de l'unité. Des jalons importants ont été atteints dans presque chaque centrale durant la dernière année. Il y a lieu de mentionner que les centrales hydroélectriques n'ont enregistré aucun accident avec perte de temps en six ans.

Objectifs

Atteinte des cibles relativement à la disponibilité des tranches

Gestion optimale des dépenses d'exploitation (combustibles et dépenses d'exploration, d'entretien et d'administration) et des dépenses d'investissement

Maximalisation des bénéfices tirés des ventes hors province

Exploitation en conformité avec les règlements en matière d'environnement

Protection du personnel, du public et de l'équipement

Concentrer notre énergie

Le projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove s'est poursuivi en 2003-2004, la mise en service étant fixée en janvier 2005. La production de la centrale est essentielle pour répondre aux besoins en électricité de la province dans l'avenir. Cependant, pour la prolonger au-delà de 2005, il faudra apporter des modifications étendues pour satisfaire aux normes environnementales plus strictes. Afin de se conformer à ces normes, une partie importante des coûts du projet se rattache à l'installation de systèmes de commande de point pour réduire considérablement les taux d'émission et pour améliorer le rendement environnemental. Cet investissement prolongera la vie utile de la centrale jusqu'en 2030 et aidera la Société à atteindre des objectifs importants sur le plan de l'environnement.

Un avantage important qui devait découler du projet de remise à neuf était l'utilisation du combustible Orimulsion[MD] plus économique dont la fourniture devait être assurée par Bitor America Corporation, une filiale en propriété exclusive de Petroleos de Venezuela (« PDVSA »), l'entreprise pétrolière gouvernementale du Venezuela. À cause d'un problème imprévu du côté de l'approvisionnement, des poursuites ont dû être intentées pour protéger cet avantage. En février 2004, Énergie NB a déposé une déclaration contre Bitor America et PDVSA afin d'intenter un procès pour les obliger à respecter l'entente de fourniture du combustible ou à payer des dommages-intérêts. Des efforts sont en cours pour rétablir les négociations avec PDVSA.

Entre-temps, la centrale de Coleson Cove devrait brûler du mazout lourd, et le passage à l'Orimulsion[MD] ou à un autre combustible à faible coût est prévu à moyen terme. Ce changement pourrait nécessiter la mise au point d'un nouveau dispositif de livraison du combustible. Comme la fourniture de l'Orimulsion[MD] tarde, d'autres options en matière de livraison du combustible sont envisagées.

L'unité commerciale de Production collabore de près avec la Fraternité internationale des ouvriers de l'électricité pour conclure la négociation d'une nouvelle convention collective pour miser sur le succès connu de part et d'autre quant à la convention en vigueur qui expire le 31 décembre 2004.

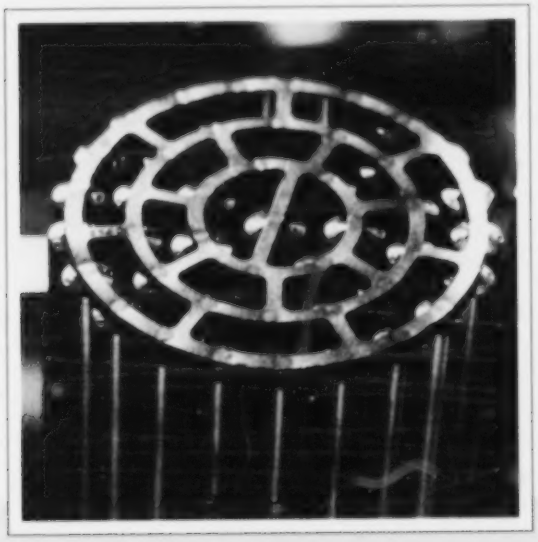
en ce qui concerne les enjeux commerciaux. Ensemble, ces éléments constituent un dévouement à

Le 14 janvier 2004
Énergie NB enregistre la deuxième pointe d'appel de puissance en deux semaines

Le 16 janvier 2004
Énergie NB enregistre la troisième pointe d'appel de puissance en deux semaines

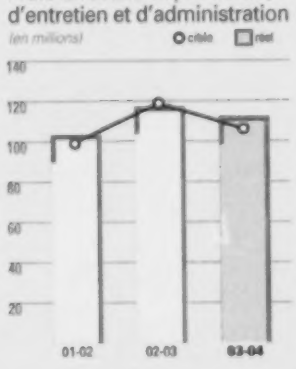
La tranche CANDU 6 – 635 MW à Point Lepreau produit de l'énergie à prix modique et fournit environ 25 p. 100 de l'alimentation provinciale. La production de la centrale apporte une grande contribution au rendement économique et environnemental de la Société parce qu'il s'agit de la centrale thermique à plus bas coût variable du parc, et parce qu'elle permet d'éviter une grande quantité d'émissions atmosphériques.

Nucléaire



Frais directs d'exploitation, d'entretien et d'administration

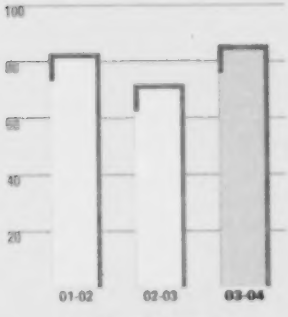
(en millions)



Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration font l'objet d'un suivi en fonction des prévisions budgétaires pour évaluer l'efficacité de la planification et de la gestion.

Facteur de capacité

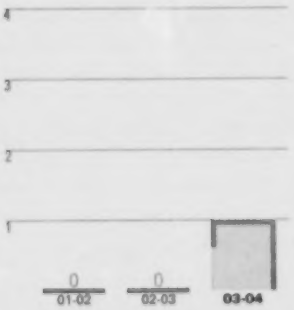
(exercice)



Le facteur de capacité brut représente le pourcentage de production brute de référence que la centrale est capable de produire pour une période donnée.

Accidents avec perte de temps

(nombre d'accidents)



Les accidents avec perte de temps sont surveillés afin d'évaluer l'efficacité des programmes de sécurité de la centrale et la force de la culture de sécurité.

l'excellence de toutes nos activités, à la viabilité commerciale ainsi qu'à une transparence et à une reddition

Le 30 janvier 2004
Le gouvernement provincial embauche Robin Jeffrey Ph.D. pour évaluer le projet de remise à neuf de Point Lepreau

Pleins feux sur l'année

La centrale de Point Lepreau (PLGS) a connu sa meilleure année depuis 1994-1995. Son facteur de capacité s'est chiffré à 85,6 p. 100, et sa production représente 25 p. 100 du total provincial. De plus, il n'y a eu aucun arrêt imprévu, et l'arrêt d'entretien prévu a été achevé en 34 jours, malgré l'ajout d'autres tâches à la suite des inspections.

Ainsi l'unité commerciale a dépassé ses cibles en matière de revenus. Or, les coûts de l'exploitation, de l'entretien et de l'administration ont aussi dépassé les niveaux budgétaires en raison de la portée élargie des travaux pendant l'arrêt et des coûts d'entretien qui en découlaient.

La sécurité se trouve au cœur de tout. La centrale a passé le cap d'un million d'heures-personne sans accident avec perte de travail en mars 2004. C'est la troisième fois qu'elle atteint ce niveau en quatre ans. La concentration continue de l'unité commerciale sur les procédures et les méthodes de qualité, soutenue par les programmes de sécurité de la centrale, ont contribué à son succès notable. Pour appuyer le rendement et la culture de sécurité de la centrale, mentionnons des initiatives comme les programmes de perfectionnement des chefs et des employés ayant pour but l'implantation des bons comportements de sécurité, ainsi qu'une méthodologie pour repérer les risques.

L'engagement envers la protection de l'environnement a continué. Par exemple, le système de gestion de l'environnement de la centrale est homologué ISO 14001, une norme internationale reconnue. On prévoit une vérification périodique d'inscription en 2004. Les émissions radiologiques de la centrale étaient beaucoup inférieures aux limites réglementaires en 2003.

Le rapport d'évaluation environnementale sur l'élargissement des installations de gestion des déchets radioactifs solides a été publié en 2003 à l'appui de la remise à neuf de Point Lepreau. Le rapport a été approuvé par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») et le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick. On a élaboré un plan de suivi des recommandations du rapport.

Le niveau d'alerte à la centrale est plus élevé depuis le 11 septembre 2001. La CCSN, qui constitue l'agence de réglementation des installations nucléaires canadiennes, a spécifié des normes plus strictes basées sur des évaluations. Ces normes ont été mises en vigueur.

Objectifs

Continuer la fiche de sécurité

Améliorer le facteur de capacité en améliorant l'équipement et le rendement humain
- Minimiser les arrêts imprévus

Respecter les échéances et les budgets des arrêts prévus
- Optimiser la production et les dépenses

Efficacité des ressources humaines
- Disposer du nombre d'employés agréés requis
- Faire respecter et accepter tous les objectifs par le personnel
- Implanter des plans de relève et de rétention du personnel

Système de gestion de la qualité
- Élaborer et implanter des processus efficaces
- Se conformer aux exigences réglementaires

Concentrer notre énergie

Au début de 2004, le gouvernement provincial a mandaté Robin Jeffrey pour donner ses conseils sur la remise à neuf de Point Lepreau. Dans son rapport, M. Jeffrey offre douze recommandations au gouvernement et à Énergie NB. Il approuve l'approche de l'unité commerciale Nucléaire au dimensionnement du projet, à la gestion des risques et aux affaires réglementaires. Il reconnaît aussi le succès du processus d'évaluation de la condition, de l'étude de faisabilité sur le remplacement des tubes et les autres activités visant à cerner le contenu du projet.

M. Jeffrey partage la conviction d'Énergie NB qu'il faut tenir compte de facteurs autres que l'économie dans toute évaluation de la remise à neuf. En même temps, il critique les contracts avec Énergie atomique du Canada limitée (« EACL »), et l'unité commerciale entend les renégocier.

Le rapport Jeffrey représente une étape notable dans le processus décisionnel relatif à la remise à neuf. L'unité commerciale fait son possible pour que le gouvernement du Nouveau-Brunswick puisse prendre une décision en 2004-2005.

Point Lepreau se prépare à une évaluation par les pairs de la World Association of Nuclear Operators (« WANO ») prévue pour l'automne de 2004. La centrale essaie d'améliorer les points notés dans la dernière évaluation de WANO. Pour ce faire, on essaie d'améliorer l'état physique de la centrale et de poursuivre la forte concentration sur le rendement humain et le respect des processus et des procédures. Les activités de préparation se feront pendant l'arrêt d'entretien prévu. La centrale compte réussir les deux démarches tout en répondant aux enjeux en pleine évolution ayant trait aux équipements.

Les démarches d'élaboration et d'implantation d'un système de gestion de la qualité (« SGQ ») se font comme prévu et seront prêtes avant mars 2005. Grâce à l'implantation du SGQ, il y aura une approche structurée à l'exploitation de la centrale. C'est aussi une condition du permis de la centrale. Une fois en place, le système contribuera à l'efficacité totale des procédés, ainsi qu'à respecter les normes de l'Association canadienne de normalisation et les cibles de rendement de WANO.

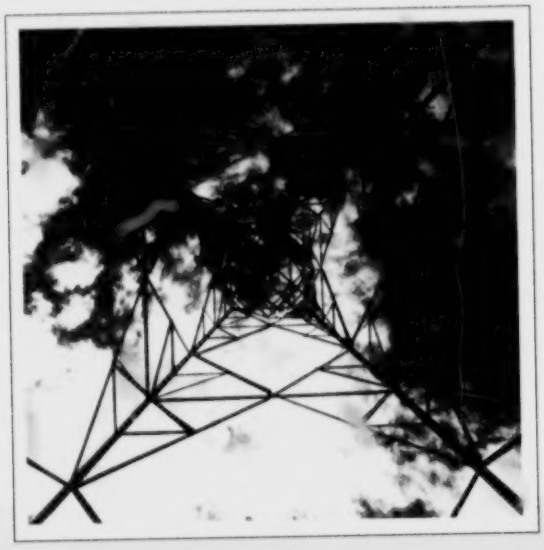
Les efforts de réduire le nombre d'employés à Point Lepreau à un nombre convenable battent bon train, et 44 employés ont profité du régime de retraite anticipée. Conformément aux initiatives de planification de la relève, trois nouveaux chefs de quart et sept nouveaux opérateurs, Salle de commande ont été agréés. Dans le cadre du plan de relève à long terme, en 2004-2005 on fera d'importants progrès vers l'agrément d'autres chefs de quart et opérateurs, Salle de commande. Une autre personne sera agréée pour agir à titre de chef de centrale.

de comptes accrues. Comme les entreprises nord-américaines se préparent à cette transparence et à cette

Le 25 février 2004
Énergie NB intente un procès pour protéger les avantages du projet de Coleson Cove

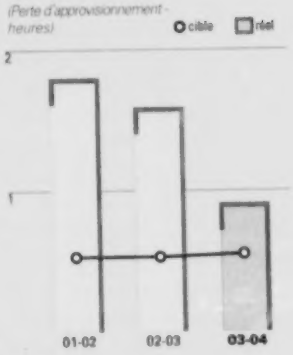
L'unité commerciale de Transport, qui est responsable de la livraison fiable et sécuritaire de l'électricité aux clients du réseau de distribution et aux clients de service de transport point à point, exploite et entretient quelque 6 700 km de lignes de transport, des postes, des tours de transmission radio, des postes de sectionnement et des interconnexions. Le Centre de conduite du réseau constitue le centre d'exploitation du réseau électrique et facilite l'accès au réseau de transport par le biais du système OASIS (*Open Access Same-Time Information System* – système d'accès ouvert en temps réel aux données du réseau).

Transport



Fiabilité – SAIDI

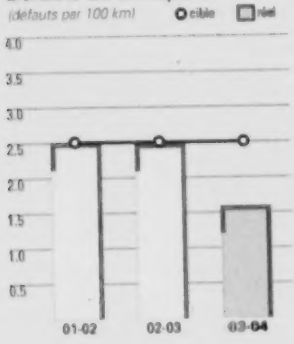
(Perte d'approvisionnement - heures)



SAIDI (index de durée moyenne des pannes du réseau) représente la durée totale moyenne des interruptions pendant l'année.

Défauts de transport

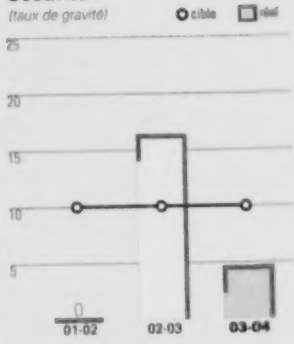
(défauts par 100 km)



Tous les sauts de tension – exclue les défauts causés par des conditions météorologiques extrêmes.

Sécurité

(taux de gravité)



Il s'agit du nombre de journées perdues en raison de blessures par 200 000 heures travaillées.

reddition de comptes accrues, nous sommes confiants dans notre orientation et notre engagement envers

Le 27 février 2004
Énergie NB annonce une augmentation de tarifs globale de 2,5 p. 100 qui entrera en vigueur le 1er avril 2004

Le 3 mars 2004
Le gouvernement provincial annonce la nomination de David D. Hay au poste de président et chef de la direction

Pleins feux sur l'année

L'unité commerciale de Transport a connu une bonne année. En effet, elle a dépassé tous ses objectifs financiers et ses objectifs d'exploitation. Les produits nets ont dépassé les prévisions, mais il fallait limiter les dépenses en raison de la montée des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. En même temps, l'effet des programmes d'entretien du réseau en cours s'est traduit par l'amélioration des indicateurs de fiabilité par rapport au passé.

Pour assurer la fiabilité du service et protéger les biens, le réseau de transport est conçu et exploité de façon à pouvoir faire face aux perturbations sans subir de pannes en cascade, tout en réduisant le nombre de petites pannes causées par un problème sur une seule ligne. La réaction d'Énergie NB à l'importante panne survenue le 14 août 2003 démontre que les systèmes, la formation et l'équipement requis sont en place et fonctionnent. Un coup de courant de 1 500 MW en provenance de New York a frappé la Nouvelle-Angleterre et les Maritimes et augmenté sensiblement la fréquence – les systèmes de protection situés dans les Maritimes ont fonctionné selon leurs paramètres de conception, et le réseau néo-brunswickois a réussi à compenser 45 p. 100 du déséquilibre, équivalent à seulement 15 p. 100 du réseau de la Nouvelle-Angleterre.

Les critères de fiabilité se mesurent au moyen d'une série d'indicateurs du rendement, dont le plus important est le nombre de défaillances de transport et de pertes d'approvisionnement aux réseaux de transport de tous les niveaux de tension. Chaque défaillance ou panne du réseau de transport qui a eu, ou qui aurait pu avoir, un effet sur les clients est notée. Au cours de l'exercice, le nombre moyen de pannes s'est chiffré à 1,8 défaillance par 100 km, en comparaison au taux historique de 2,8. Chaque défaillance est évaluée pour déterminer la cause et les effets, ainsi que les gestes nécessaires pour y remédier.

Afin d'accroître encore plus la fiabilité du réseau, on a mené un programme d'installation des parafoudres dans la région de Saint John. Cette démarche a réduit les perturbations du réseau au point où l'unité commerciale songe à l'étendre à d'autres régions de la province. On a achevé presque tous les travaux relatifs à l'expansion du poste de Memramcook en 2003-2004. Cet ajout améliorera la fiabilité dans le Sud-Est de la province, ce qui est important, car la population et la charge dans la région sont en pleine croissance depuis quelques années.

Grâce aux programmes de sécurité, l'unité commerciale a vu de notables améliorations au milieu de travail. En comparaison à l'année précédente, le nombre de jours de travail perdus à cause de blessures a diminué de 54 à 15, et le nombre d'accidents avec perte de travail est passé de quatre à trois.

Concentrer notre énergie

Transport étudie l'analyse de rentabilisation relative à l'interconnexion à 345 kV proposée avec la Nouvelle-Angleterre, ou ligne internationale de transport (« LIT »). L'entreprise a reçu les approbations requises au Nouveau-Brunswick, et elle collabore avec la Bangor Hydro pour obtenir des permis aux États-Unis. Les Maritimes vont bientôt manquer de capacité production, et Transport travaille avec les organismes qui desservent la charge aux Maritimes et au nord du Maine pour examiner la faisabilité de transporter de l'énergie du sud au nord, ce qui deviendrait une possibilité avec la construction de la LIT.

À la suite d'audiences publiques, la CESP a approuvé la mise en vigueur d'un tarif d'accès ouvert au réseau de transport en septembre 2003. Le tarif établit un accès non discriminatoire pour les producteurs et les consommateurs, et a créé les revenus requis pour exploiter et entretenir le réseau de transport. Ce tarif constitue une sorte de réglementation basée sur les coûts qui permet un taux de rendement qui encourage les améliorations de l'efficacité.

À la suite de la mise en vigueur du tarif d'accès ouvert au réseau de transport en septembre 2003, la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (« CESP ») a rendu une décision positive pour Énergie NB au sujet d'une période de soumission d'offres ouverte visant l'accès des tiers aux réservations sur l'interface avec la Nouvelle-Angleterre (la ligne de la Maine Electric Power Company – MEPCO »). La CESP a modifié une décision antérieure à l'effet que les réservations sur cette ligne ne s'appuyaient pas sur des contrats d'énergie avec un tiers et qu'il fallait solliciter des offres. Après une audience publique où Énergie NB et l'unité commerciale de Transport ont fait des exposés, la réservation de capacité existante sera respectée. Le détenteur de la réservation, Production Énergie NB, devra négocier de bonne foi avec les tiers qui présentent une analyse de rentabilisation à l'appui de l'utilisation d'une partie de cette capacité.

Transport continue ses relations historiques avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (« FOIE »), des relations qui sont à l'avantage des deux parties. En effet, la FIOE représente un grand nombre des employés. On n'a pas connu d'arrêt de travail depuis presque vingt ans, et la convention collective actuelle ne vient à échéance qu'en décembre 2005.

Au cours de l'année, les cadres supérieurs de Transport ont poursuivi leur rôle actif au sein de plusieurs comités du North American Electrical Reliability Council et du Northeast Power Co-ordinating Council. Une attention particulière a été portée à la panne survenue en août. Ces agences établissent les critères et les lignes directrices d'exploitation du réseau de transport interconnecté nord-américain.

Objectifs

Développement commercial
- Projet de la ligne internationale de transport
- Augmentation de la capacité des interconnexions

Assurer la fiabilité du réseau

Améliorer l'efficacité des processus
- Entretien basé sur la fiabilité
- Amélioration des processus

Meilleurs rapports avec les intervenants

Transition au nouvel environnement d'exploitation
- Responsabilité financière et bon sens des affaires
- Organisation en fonction des objectifs commerciaux

ces principes. Ils nous guideront dans les décisions futures. Notre processus décisionnel doit équilibrer

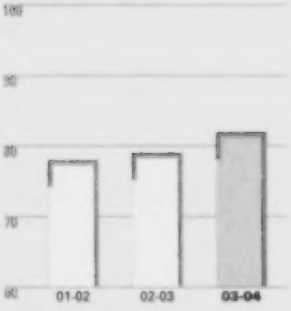
le 23 mars 2004
Le gouvernement du Nouveau-Brunswick
remet la restructuration au 1er octobre 2004

Desservant la clientèle résidentielle, commerciale, industrielle et du gros de la province, l'unité commerciale de Service à la clientèle assure un approvisionnement sécuritaire, fiable et à prix concurrentiel en électricité au moyen de plus de 20 000 km de lignes de distribution. Elle offre des produits et des services importants à la clientèle par l'entremise de ses bureaux d'exploitation régionaux, de ses Centres d'appels, de ses conseillers en énergie et de ses responsables de compte.

Service à la clientèle

Degré de service

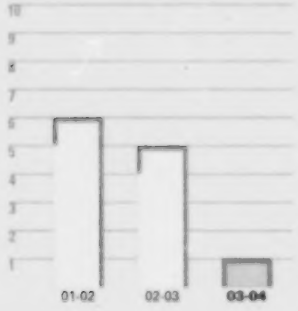
(pourcentage)



Le degré de service signifie le nombre d'appels auxquels le Centre de contact répond dans vingt secondes.

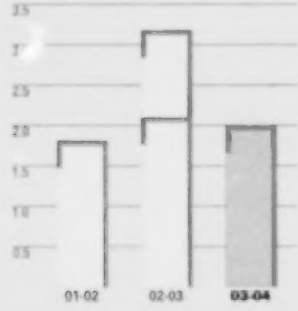
Sécurité

(nombre d'accidents avec perte de temps)



Fiabilité – SAIFI

(fréquence)



Tempête de verglas majeure

SAIFI (sauf la perte d'alimentation de transport)

SAIFI (indice de fréquence moyenne des pannes du réseau représente le nombre moyen d'interruptions par client du réseau de distribution par année.

la prudence et la vision, la diligence et le leadership, au moment où nous nous préparons à affronter les

Le 25 mars 2004
Énergie NB se présente au Comité permanent des sociétés de la Couronne au sujet des approvisionnements d'Orimulsion(MD)

Le 26 mars 2004
Point Lepreau passe le cap d'un million d'heures-personne sans accident avec perte de travail

Pleins feux sur l'année

L'unité de Service à la clientèle a connu une excellente année. Elle a assuré un approvisionnement sécuritaire et fiable tout en voyant au bénéfice net. La direction a enregistré un excédent budgétaire sur les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration, malgré des dépenses d'un million de dollars non budgétées attribuables aux conditions du temps.

Le degré de satisfaction globale de la clientèle souligne le succès de l'unité commerciale, les sondages trimestriels ayant constamment donné une évaluation de 8 ou mieux sur une échelle de 1 à 10, où 10 correspond au degré de satisfaction le plus élevé. De plus, des améliorations sont enregistrées de façon constante tant du côté de la fréquence que de la durée des interruptions de service. Suite aux améliorations de la fiabilité, la tendance des pannes a été à la baisse par rapport à la moyenne mobile sur sept ans.

Les initiatives de services améliorés à la clientèle, comme le Système de gestion des pannes (« SGP ») amélioré, ont été mises en œuvre et se révèlent bénéfiques, le personnel utilisant toutes les fonctions de ces programmes. Par exemple, la technologie du SGP permettra à la clientèle de recevoir des renseignements à jour sur les pannes ainsi que des mises à jour sur l'attente avant le rétablissement du service d'après les renseignements entrés par le personnel sur place.

L'engagement de Service à la clientèle à l'égard de la sécurité a été mis en évidence par le succès retentissant de ses comités mixtes de santé et de sécurité au travail et de la campagne *La Sécurité vous ramène chez vous* entreprise en collaboration avec la Fraternité internationale des ouvriers de l'électricité, section locale 37. Grâce à ces efforts, un seul accident avec perte de travail est survenu durant l'année. La fiche de sécurité de la Société met en évidence encore une fois les relations positives qui existent avec le syndicat. Il n'y a eu aucun arrêt de travail depuis 1987, et la convention collective est en vigueur jusqu'en décembre 2005.

De plus, un programme complet de sécurité publique *Faites attention aux lignes* dont une campagne médiatique intégrée, des liens avec les industries de la construction et de l'agriculture, ainsi que des présentations dans les écoles combinées à un site Web primé pour les enfants, ont contribué à une diminution spectaculaire des incidents de contacts par la clientèle. L'année dernière le nombre d'incidents s'est abaissé à seulement 17, comparativement à 92 voilà deux ans.

Objectifs

Rendement en sécurité de classe mondiale

Conformité soutenue à la norme de gestion environnementale

Rendement relativement à la fiabilité se classant dans le premier quartile

Atteinte des objectifs financiers et des cibles en matière de service

Valeur améliorée aux yeux de la clientèle

Réputation d'être un excellent milieu de travail

Concentrer notre énergie

L'établissement et la mise de l'avant d'un programme d'améliorations pour réduire les coûts d'exploitation, rendre la planification du travail plus efficace et mieux utiliser la technologie, ont procuré le cadre pour les initiatives continues dans l'unité commerciale. Tout en s'efforçant d'atteindre les objectifs opérationnels actuels, l'unité commerciale de Service à la clientèle a continué de se préparer en vue de son futur mandat, dont la réalisation d'un taux de rendement sur les capitaux propres de l'actionnaire, le gouvernement du Nouveau-Brunswick.

Comme filiale, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB verra à obtenir des sources d'approvisionnement adéquates pour répondre à la demande. Les membres de l'équipe de la haute direction visent aux changements financiers et organisationnels exigés par cette transition – notamment l'engagement réglementaire, la gouvernance des contrats, ainsi que les mises à niveau des systèmes et de la technologie de l'information. L'unité commerciale de Service à la clientèle a collaboré avec les unités commerciales de Production et d'Énergie nucléaire afin de conclure des ententes d'achat d'énergie pour répondre de façon adéquate à la demande prévue.

À la suite d'un appel de propositions public, Énergie NB met les dernières touches aux négociations visant une entente d'achat d'électricité auprès d'Eastern Wind Inc. pour construire une centrale éolienne de 20 MW à Grand Manan. Eastern Wind construira et exploitera la centrale, et en sera propriétaire. La centrale comprendra 11 turbines et pourrait produire de l'électricité d'ici l'automne 2005. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit acheter la production et les avantages environnementaux du projet au moyen d'une entente de vingt ans dans le cadre de son but à long terme d'obtenir 100 MW en provenance de projets d'énergie renouvelable.

L'unité commerciale de Service à la clientèle a continué de travailler au Programme de gestion environnementale, conformément à la norme ISO 14001. Le programme a obtenu des résultats positifs selon sa première vérification externe menée en juin 2003. Entre-temps, un plan d'action visant à régler les questions possibles découlant de fuites de liquide dans les dispositifs des sous-stations et des postes a été soumis au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. L'organisme de réglementation a accepté le programme d'intervention.

besoins croissants du Nouveau-Brunswick et à définir notre rôle dans le milieu énergétique régional plus

Le 31 mars 2004
Les centrales hydroélectriques affichent un excellent rendement en 2003-2004. En effet, la production a augmenté de 20 p. 100

Services d'entreprise

Ressources humaines

Ressources humaines a continué d'offrir des programmes de ressources humaines intégrés sur le plan stratégique qui se rattachent aux objectifs commerciaux de la Société. Un rendement solide du côté de la sécurité des employés et du public a été atteint encore une fois cette année. Pour la quatrième année d'affilée, Énergie NB s'est classée en tête des entreprises d'électricité au Canada pour le taux de fréquence des blessures et des maladies le plus bas. Les employés ont eu huit accidents avec perte de travail, lesquels ont entraîné une perte de 69 jours, soit une diminution par rapport à l'année précédente. La culture de sécurité de « zéro accident » s'étend au public; les améliorations se sont maintenues pour ce qui est de limiter au minimum les incidents de contacts par le public. Des 92 incidents en 2001-2002, les contacts se sont abaissés pour se maintenir en dessous de 20 grâce au programme de sécurité *Faites attention aux lignes et aux initiatives connexes.*

Le Programme de mieux-être des employés – avec ses volets de soutien précoce, de vie active et d'aide – a contribué à des améliorations du mieux-être. Le nombre de jours perdus à cause d'une maladie s'établit, en moyenne, à 6,1 par personne par année, ce qui est inférieur aux moyennes nationale et provinciale. Les coûts liés à l'invalidité de longue durée ont augmenté de 15 p. 100 en région, toutefois, la Société n'a enregistré aucune augmentation à cet égard en trois ans. Le programme *Enerflex*, élaboré avec l'aide de la Fraternité internationale des ouvriers de l'électricité, connaît du succès et il a continué d'offrir des avantages sociaux souples qui sont adaptés aux besoins de chaque employé. Les coûts liés aux avantages sociaux ont augmenté seulement de la moitié du taux enregistré dans les autres secteurs. Comme des conventions collectives sont en vigueur durant plusieurs années, les relations de travail se sont surtout concentrées sur les approches patronales-syndicales pour la résolution rapide des litiges.

Objectifs

Fourniture d'un service-conseil stratégique et d'une aide au développement aux unités commerciales et aux filiales

Prestation de services opportuns, experts et efficients

Appui à la direction et à la haute direction

Durant l'année 2003-2004, les fonctions des ressources humaines ont été établies dans les filiales et les Services partagés, tandis que le rôle de leadership a été maintenu dans la Société pour assurer une orientation stratégique globale. Chaque filiale sera dotée d'un service des ressources humaines. Pour préserver les programmes axés sur les économies d'échelle, les avantages sociaux, la rémunération, les systèmes d'information et le Programme d'aide aux employés et aux familles seront offerts par la Société.

Finances

En plus d'offrir une orientation financière stratégique et des services de comptabilité, de vérification interne, de trésorerie et de planification financière, Finances a concentré ses activités sur les préparatifs pour la restructuration. Le personnel a travaillé avec le ministère des Finances provincial à évaluer les ententes d'achat d'énergie, les structures de capitaux et les prévisions financières. On a introduit de nouveaux outils, processus et normes de planification commerciale et de budgétisation et renouvelé les capacités d'établissement des rapports financiers et de gestion pour préparer la transition des unités commerciales vers des entreprises d'exploitation. On a aussi refait les processus de trésorerie et de prévision et transféré les politiques de comptabilité aux nouvelles entreprises d'exploitation. Des évaluations de risque d'entreprise ont été réalisées pour chaque unité commerciale et Services partagés, et un nouveau programme de planification commerciale a amélioré les plans et les prévisions d'entreprise.

Affaires publiques

Les programmes de relations publiques, axés sur les consultations, les séances d'information et les comités de liaison communautaire, ont appuyé les activités liées aux projets de remise à neuf de Grand Manan et de Point Lepreau, ainsi que le projet de ligne de transport internationale. Un programme de présentations, lors de la réunion des gouverneurs des États de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada, *Atlantic Power Summit*, des conférences régionales sur l'énergie et des comités de rédaction, ont fait la promotion des initiatives de la Société. À l'interne, un programme de communications, y compris des présentations et des bulletins, a mis l'accent sur la *Loi sur l'électricité*. Le site Internet de la Société est un outil de communication important qui attire 12 000 visiteurs par mois. De l'information complète sur les projets de développement commercial a permis de tenir tous les intervenants au courant. Le programme en ligne et interactif de sécurité qui a remporté de nombreux prix, la Zone des enfants, a gagné en popularité; 3 500 enfants ont mesuré leurs connaissances sur la sécurité à l'aide de casse-tête, de jeux de vocabulaire et de labyrinthes.

Services partagés

Services partagés a été établie pour appuyer les nouvelles filiales. Il y a eu fusion des secteurs de services suivants : conception assistée par ordinateur, gestion des documents, docs.source, environnement, systèmes d'information, installations, immobilier, télécommunications, approvisionnement et comptes créditeurs. Financée à partir des frais exigés pour les produits et les services, Services partagés permettra aux filiales de se concentrer sur leur activité de base tout en préservant des économies d'échelle. Elle a signé des ententes sur le niveau des services avec chacune des filiales. Systèmes de renseignements commerciaux s'est concentrée sur la fourniture de solutions en matière de systèmes et sur l'exploitation d'un environnement informatique d'entreprise. Elle a réalisé plus de 35 projets pour les clients, allant de l'initiative Finances en transition pour la restructuration à un programme d'entretien préventif pour Transport.

large. Notre fondation est solide. Nos gens le sont encore plus. Notre énergie est axée sur l'amélioration.

Le 31 mars 2004
Point Lepreau connaît sa meilleure année depuis 1994-1995, et son facteur de capacité s'élève à 85,6 p. 100

Revue financière 2003-2004

Discussion et analyse de gestion 22

Rapport de la direction et rapport des vérificateurs 34

États financiers consolidés 35

Notes complémentaires 39

Aperçu statistique 48

Glossaire des raisons sociales, des acronymes et des abréviations ... 52

Discussion et analyse de gestion

La discussion et l'analyse de gestion passent en revue les résultats financiers de l'exploitation pour l'exercice prenant fin le 31 mars 2004, comparativement à l'exercice précédent, ainsi que la situation financière de la Société au 31 mars 2004. Il faut lire cette section avec les états financiers consolidés et les notes complémentaires.

Restructuration de la Société et du marché

Par la proclamation de la *Loi sur l'électricité* prévue pour le 1er octobre 2004, le gouvernement du Nouveau-Brunswick permettra la création d'un marché concurrentiel pour les secteurs de gros et des gros clients industriels, ainsi que le développement du secteur de la production indépendante. Une nouvelle corporation de la Couronne, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick, verra à l'exploitation du marché. En même temps que la transformation du secteur de l'électricité, Énergie NB – une corporation de la Couronne ayant des fonctions de production, de transport et de distribution intégrées à la verticale – sera restructurée comme corporation de portefeuille avec quatre filiales indépendantes.

Restructuration de la Société

En vertu des dispositions de la *Loi sur l'électricité*, Énergie NB passera d'une seule corporation à la Corporation de portefeuille Énergie NB avec quatre filiales indépendantes :

1. Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (« Production Énergie NB ») avec ses filiales, soit NB Coal Ltd. (« NB Coal ») et Corporation Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick (« Coleson Cove Énergie NB »)
2. Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (« Énergie nucléaire NB »)
3. Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (« Transport Énergie NB »)
4. Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (« Distribution et Service à la clientèle Énergie NB »)

Quant à elles, les filiales seront tenues : de gérer les recettes et les coûts; de produire le taux de rendement visé sur les capitaux propres; et de faire des paiements tenant lieu d'impôt et de dividendes, et éventuellement emprunter sans garantie du gouvernement provincial (sauf Énergie nucléaire NB).

La Corporation de portefeuille Énergie NB, formée du président et chef de la direction commun des filiales et des divisions de Finances, de Services juridiques et d'Affaires publiques, facilitera les rapports avec l'actionnaire, le gouvernement du Nouveau-Brunswick. À l'intérieur de la Corporation de portefeuille Énergie NB, une nouvelle organisation de Services partagés offrira les services communs d'entreprise, de ressources humaines et de systèmes informatiques aux filiales selon le principe de la récupération des coûts.

La *Loi sur l'électricité* prévoit également que le gouvernement du Nouveau-Brunswick aura l'autorité de :

- vendre l'ensemble ou une partie de la centrale de Coleson Cove ou de conclure un arrangement, y compris une fiducie, un bail ou un crédit-bail, un partenariat ou un contrat de société, une entente exécutoire ou un arrangement pour former une coentreprise relativement à la centrale;
- conclure un arrangement, y compris une fiducie, un bail ou un crédit-bail, un partenariat ou un contrat de société, une entente exécutoire ou un arrangement pour former une coentreprise relativement à la centrale de Point Lepreau;
- procéder au transfert ou à la mutation, selon le cas, des dirigeants, des employés, des éléments d'actif, des éléments de passif, des droits et des obligations de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick à la Corporation de portefeuille Énergie NB, aux quatre filiales, à l'Exploitant du réseau et à la Corporation financière d'électricité du Nouveau-Brunswick. Le transfert des éléments d'actif, des éléments de passif, des droits et des obligations se fera à leur valeur comptable.

Restructuration du marché

La Politique énergétique du Nouveau-Brunswick 2001-2010 a orienté la restructuration dirigée du secteur de l'électricité en commençant par l'instauration de la concurrence pour les secteurs actuels du gros et des gros clients industriels et en permettant une plus grande production indépendante. Un comité multipartite de conception du marché a élaboré une structure du marché et des règles de fonctionnement. La *Loi sur l'électricité* a été déposée à l'Assemblée législative en janvier 2003 et exposait la restructuration du secteur de l'électricité et la réorganisation d'Énergie NB. En vertu de la *Loi sur l'électricité*, un marché bilatéral sera créé dans lequel les clients admissibles pourront passer des contrats avec les producteurs ou les fournisseurs. Les clients admissibles comprennent :

- Distribution et Service à la clientèle Énergie NB
- les entreprises de distribution d'électricité municipales actuelles de Saint John et d'Edmundston
- les gros clients industriels desservis à la tension de transport qui choisissent de ne pas recevoir de service de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB
- les clients admissibles des autres territoires (comme l'Île-du-Prince-Édouard, le Nord du Maine et la Nouvelle-Écosse)

À mesure que les contrats existants expirent, les clients admissibles pourront conclure des ententes avec les fournisseurs de leur choix, dont les entreprises d'électricité, les producteurs indépendants ou les négociants d'électricité. Pour les participants du marché qui achètent de l'énergie auprès d'un fournisseur autre que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, la Commission des entreprises de service public (« CESP ») déterminera une redevance d'annulation de service de façon à ne pas imposer de fardeau sur les autres clients. Les clients qui ne sont pas admissibles ou qui décident de ne pas obtenir leur électricité du marché ont droit au même service en vertu d'un contrat type qui est offert actuellement par Énergie NB.

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB a été désignée par la *Loi sur l'électricité* comme le fournisseur de services types. Son approvisionnement sera assuré au moyen d'ententes d'achat d'énergie à long terme avec Production Énergie NB, Coleson Cove Énergie NB et Énergie nucléaire NB. À mesure que l'actif de production sera mis hors service ou qu'une source d'approvisionnement additionnelle sera nécessaire, le fournisseur de service en vertu d'un contrat type se procurera l'approvisionnement additionnel sur le marché concurrentiel sous la forme d'un appel de propositions.

La *Loi sur l'électricité* crée deux autres corporations de la Couronne qui sont nécessaires pour la restructuration du marché et de la Société :

1. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick sera une corporation de la Couronne indépendante à but non lucratif qui dirige l'exploitation du réseau de transport et administre le tarif d'accès ouvert au réseau de transport.

2. La Corporation financière d'électricité du Nouveau-Brunswick assumera la dette existante d'Énergie NB et fournira le financement et l'appui financier dont ont besoin les nouvelles filiales jusqu'à ce que celles-ci puissent contracter elles-mêmes des prêts.

Développement des affaires

Le plan de développement des affaires d'Énergie NB est conçu pour assurer des approvisionnements fiables, respecter les normes changeantes en matière d'environnement et maintenir des tarifs stables et concurrentiels pour encourager la croissance économique. L'analyse des investissements a cerné des projets de développement qui atteindront ces objectifs. Ces projets sont actuellement à divers stades d'évaluation réglementaire et environnementale ou de construction.

Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove

La centrale de Coleson Cove est une centrale de plusieurs tranches qui est alimentée au mazout lourd et qui a une capacité nette de 998 MW. La production de la centrale, la plus grosse de la province, est essentielle pour répondre à la demande future, et des investissements ont dû être effectués pour se conformer aux normes plus strictes en matière d'environnement. Une partie importante des coûts du projet se rattache à l'installation de systèmes de commande de point pour réduire de façon notable les émissions de dioxyde de soufre, d'oxyde d'azote et de particules. Le projet devant être achevé en janvier 2005, la vie utile de la centrale sera prolongée jusqu'en 2030.

Le projet comportait la conversion de la centrale pour recevoir différents combustibles dont la principale source envisagée était l'Orimulsion[MD]. Il y a eu établissement d'une entente de fourniture qui a ensuite suscité des incertitudes. En février 2004, pour protéger les avantages découlant de l'entente de fourniture pour la centrale, Énergie NB a déposé une déclaration contre Bitor America Corporation et Petroleos de Venezuela (« PDVSA ») le fournisseur du combustible Orimulsion[MD], afin d'intenter un procès pour rupture de contrat. Des efforts sont en cours pour rétablir les négociations avec PDVSA, toutefois, la centrale prévoit brûler du mazout lourd à court terme en vue de passer à l'Orimulsion[MD] ou à un autre combustible à faible coût à moyen terme. Le changement de combustible pourrait nécessiter la mise au point d'un nouveau système de manutention du combustible, et d'autres options en matière de livraison sont envisagées.

Remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau

Énergie NB propose de remettre à neuf la centrale de Point Lepreau au cours d'un arrêt prévu de 18 mois à compter d'avril 2008. Le projet d'une valeur de 940 millions de dollars comporterait le remplacement des 380 assemblages de canaux de combustible et de tubes de calandre, ainsi que des tuyaux d'alimentation. D'autres composantes feront l'objet de remplacement, d'inspections et d'améliorations. La réalisation avec succès du projet prolongerait la vie utile de la centrale de 25 ans. Les dépenses au 31 mars 2004 s'établissaient à 71 millions de dollars, qui se rapportaient surtout aux études de faisabilité, à l'ingénierie, à l'analyse et à la planification du projet.

En septembre 2002, la CESP a recommandé au conseil d'administration d'Énergie NB de ne pas poursuivre le projet parce que celui-ci ne présentait aucun avantage financier important par rapport au gaz naturel, une source de production de rechange possible. Le conseil reconnaît la position de la CESP, mais il croit que d'autres facteurs qui dépassent la portée de l'étude de la CESP auront une incidence importante sur la décision finale relative au projet. Il faut souligner les avantages environnementaux découlant de l'exploitation continue de la centrale et les incertitudes relatives au prix et aux approvisionnements de gaz naturel.

Le projet et les changements aux installations de stockage des déchets radioactifs solides ont été enregistrés en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement* du Nouveau-Brunswick; les deux paliers de gouvernement ont ensuite rendu des décisions positives.

En 2003-2004, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a commandé un examen par un tiers du projet de remise à neuf. Robin Jeffrey, Ph.D., ancien président de Bruce Power et ancien président du conseil d'administration de British Energy, a publié son rapport en avril 2004. Le rapport Jeffrey a conclu que le projet de remise à neuf n'offrait aucun avantage économique sur les autres options d'approvisionnement. Il a désapprouvé les contrats relatifs au projet, affirmant que la négociation non concurrentielle se traduisant par un risque financier disproportionné pour Énergie NB.

De plus, le rapport a recalculé les coûts liés au projet pour inclure l'énergie de remplacement, les dépenses d'investissement non liées au projet et un montant accru de 60 millions de dollars pour les imprévus, portant le total à 1,4 milliard de dollars. Le rapport a recommandé également qu'Énergie NB lance un appel d'offres concurrentiel pour la production de 635 MW de capacité supplémentaire et que le gouvernement provincial attribue une valeur aux questions non financières liées au projet afin de pouvoir fonder la décision sur la remise à neuf sur des renseignements concrets.

En même temps, le rapport Jeffrey a endossé le processus d'évaluation des conditions du projet, la stratégie d'atténuation des risques, la communication avec la Commission canadienne de sûreté nucléaire concernant les questions réglementaires, les agréments environnementaux anticipés, le calendrier intégré, le plan d'implantation détaillé et les rapports d'étape. Il a fait une déclaration importante de confiance en concluant que le projet de remise à neuf ne devrait pas souffrir de coûts énormes et des retards sur l'échéancier comme dans le cas du projet de la tranche 4 de Pickering « A ».

Énergie NB a connu pro l'engagement de renégocier les contrats avec Énergie atomique du Canada limitée. Le gouvernement provincial doit prendre une décision sur le projet de remise à neuf durant l'année 2004-2005.

Projet de ligne internationale de transport

Énergie NB a déterminé que le projet de ligne internationale de transport de 345 kV était le principal moyen d'augmenter la fiabilité de l'approvisionnement et l'efficacité du réseau de transport. Le projet se rattache également à la *Politique énergétique du Nouveau-Brunswick 2001-2010*.

La ligne de transport, qui s'étendra du poste de Point Lepreau jusqu'à Orrington, au Maine, augmentera considérablement la capacité d'interconnexion (cette exportation de 300 MW/importation de 400 MW) et augmentera la fiabilité et l'efficacité du réseau par des pertes plus faibles au transport. Le projet a été lancé comme une initiative intégrée d'Énergie NB. Cependant, il présente des avantages pour chaque filiale et il favorise le développement du marché régional de l'électricité en offrant aux producteurs de nouveaux débouchés et aux clients admissibles d'autres sources d'approvisionnement.

Du côté canadien du projet, l'Office national de l'énergie a délivré un certificat de commodité et de nécessité publiques conditionnel pour construire, exploiter et entretenir la ligne de transport. Du côté américain, Énergie NB travaille avec Bangor Hydro-Electric Co. afin d'obtenir les permis nécessaires pour construire et entretenir la ligne au Maine. Une fois tous les permis nécessaires reçus, il faut établir comment récupérer les coûts au moyen du tarif.

Énergie renouvelable

À la suite d'un appel de propositions public, Énergie NB met les dernières touches aux négociations visant une entente d'achat d'électricité auprès d'Eastern Wind Inc. pour construire une centrale éolienne de 20 MW à Grand Manan. Eastern Wind construira et exploitera la centrale, et en sera propriétaire. La centrale comprendra 11 turbines et pourrait produire de l'électricité d'ici l'automne 2005. Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit acheter la production et les avantages environnementaux du projet au moyen d'une entente de vingt ans dans le cadre de son but à long terme d'obtenir 100 MW en provenance de projets d'énergie renouvelable.

Rendement financier

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Bénéfice (perte) net	**(18) $**	(77) $	19 $
Encaisse d'exploitation	**256 $**	139 $	234 $
Encaissements (décaissements) disponibles	**(376) $**	(86) $	64 $
Réduction (augmentation) de la dette nette	**(321) $**	(149) $	81 $

Ratios et pourcentages financiers

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Marge d'exploitation	**14 %**	12 %	19 %
Encaisse d'exploitation/Dépenses d'investissement	**0,52x**	0,66x	1,73x
Encaisse d'exploitation/Dette totale	**0,08x**	0,05x	0,08x
Pourcentage des dettes dans la structure des capitaux	**106 %**	106 %	104 %
Couverture de l'intérêt	**0,88x**	0,68x	1,06x

Énergie NB a enregistré une perte nette de 18 millions de dollars en 2003-2004. L'imputation de frais uniques au bénéfice net de 44 millions de dollars pour la radiation des coûts associés à un système de manutention du combustible, qui devait livrer l'Orimulsion[MD] à la centrale de Coleson Cove, a eu pour effet de ternir ce qui autrement aurait été un revirement important du rendement final attribuable à de meilleures marges sur les ventes dans la province et à l'exportation. Le bénéfice avant la radiation s'établissait à 26 millions de dollars comparativement à une perte nette de 77 millions de dollars l'année précédente.

Le principal facteur qui a contribué au changement d'une année à l'autre du rendement financier a été l'augmentation de 96 millions de dollars de la marge brute sur les ventes effectuées dans la province et à l'exportation, qui est passée de 692 millions de dollars en 2002-2003 à 788 millions de dollars en 2003-2004. Les coûts d'énergie ont baissé considérablement par suite d'une hausse de 56 p. 100 de la production hydroélectrique d'après la moyenne à long terme et d'une hausse de 20 p. 100 de la production nucléaire d'une année à l'autre. La plus grande disponibilité de ces sources de production à faible coût a diminué la dépendance à l'égard des sources de production plus coûteuses. Parmi les autres facteurs qui ont contribué à l'augmentation du bénéfice d'une année à l'autre, mentionnons les suivants :

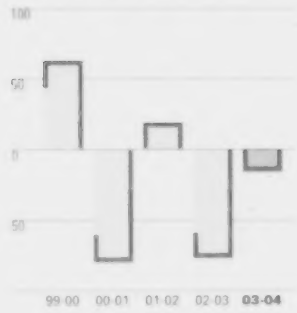
- L'appréciation continue du dollar canadien a abaissé les coûts de combustible.
- La plus grande production hydroélectrique et nucléaire a permis d'exporter plus d'énergie excédentaire, augmentant ainsi les recettes provenant des ventes à l'exportation et la marge brute sur les ventes à l'exportation.
- Des recettes sur les ventes à l'intérieur de la province plus élevées en raison de l'augmentation moyenne des tarifs de 2,6 p. 100 qui a été mise en œuvre le 1er avril 2003 et d'un léger accroissement du volume des ventes.
- Contrairement à l'exercice précédent, il n'y a eu aucune interruption de l'approvisionnement en Orimulsion[MD] à faible coût à la centrale de Dalhousie.
- Une baisse des frais de financement d'une année à l'autre qui est surtout attribuable à un refinancement à des taux d'intérêt réduits.

D'autres facteurs ont compensé l'effet de ces changements positifs :

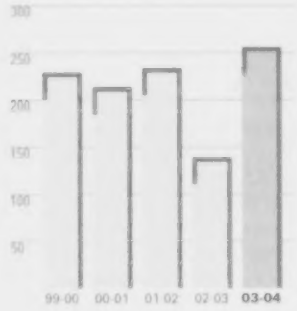
- Les marges brutes sur les ventes dans la province et à l'exportation ont diminué par suite des augmentations du prix des combustibles thermiques.
- Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté par suite de la hausse des charges de retraite attribuable à un rendement négatif durant l'année précédente et au programme volontaire de retraite anticipée offert en 2003-2004.
- La radiation des coûts de 44 millions associés au système de manutention du combustible Orimulsion[MD] vu que la disponibilité de ce combustible est actuellement incertaine et que le moyen choisi pour livrer le combustible n'est plus l'option privilégiée.

L'encaisse d'exploitation en 2003-2004 a augmenté de 117 millions de dollars pour atteindre 256 millions de dollars en raison surtout d'une perte réduite sur le bénéfice net d'une année à l'autre.

Bénéfice net (perte nette)



Encaisse d'exploitation



Réduction de la dette nette

La dette de la Société s'est accrue de 321 millions de dollars en 2003-2004 en raison des dépenses d'investissement élevées se rattachant au projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove et du financement des charges liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de la centrale nucléaire.

Statistiques sur le rendement financier et d'exploitation

Rendement financier et d'exploitation

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Production hydroélectrique nette exprimée en pourcentage de la moyenne à long terme	**120 %**	76,8 %	71,3 %
Facteur de capacité net de la centrale de Point Lepreau	**85,6 %**	71,6 %	82,5 %
Dollar canadien au 31 mars (équivalent en $US)	**0,763 $**	0,681 $	0,628 $
Prix moyen du mazout lourd ($US/baril Platt's NY 3 %)	**23,23 $**	23,49 $	16,72 $
Prix moyen du gaz naturel ($US/mmBTU)	**5,44 $**	4,22 $	3,09 $
Prix moyens pour la puissance de pointe de la Nouvelle-Angleterre ($US/MWh)	**48,58* $**	51,29 $	41,26 $

* déduction faite de la congestion et des pertes sur la tarification au coût marginal

Les facteurs suivants ont eu un effet important sur le rendement financier, car ils influent sur le coût de production ou la compétitivité des prix sur les marchés à l'exportation :

- **Production hydroélectrique** – L'énergie hydroélectrique, la source la plus économique de combustible qu'utilise Énergie NB pour produire de l'électricité, représente 25 p. 100 de la production totale de la Société. Cependant, lorsque les niveaux de l'eau sont plus bas que prévus, il faut utiliser d'autres combustibles afin de compenser le manque à gagner, ce qui augmente les coûts de production. Par exemple, un écart de 1 p. 100 dans le rendement des centrales hydroélectriques augmente ou diminue les coûts d'environ 1 million de dollars.

- **Production nucléaire** – Comme elle répond à 25 p. 100 des besoins en électricité de la province, il est essentiel que la production de la centrale Point Lepreau se maintienne pour donner des résultats financiers positifs. En raison de défis accrus liés à l'entretien, notamment ayant trait au vieillissement des tuyaux d'alimentation qui transportent l'eau lourde sous pression des canaux de combustible aux chaudières, il est possible que des arrêts imprévus continueront de survenir. Les arrêts d'entretien ont été prévus chaque année, l'accent étant mis sur l'inspection des tuyaux d'alimentation. Vu qu'un écart de 1 p. 100 dans la capacité nucléaire augmente ou diminue les coûts d'environ 3 millions de dollars, le rendement de la production nucléaire continue de poser un risque d'affaires continu à la Société. Le rendement financier demeurera vulnérable jusqu'à la remise à neuf de la centrale, qui est proposée pour avril 2008, ou son déclassement.

- **Taux de change** – Énergie NB est exposée au risque lié au taux de change en raison des opérations de couverture reliées aux achats de combustible des combustibles et des achats d'énergie qui sont libellés en devises américaines, après déduction faite des recettes libellées en devises américaines. En conséquence, la Société couvre les risques associés aux besoins connus et prévus en devises américaines, bien qu'un changement dans les taux de change aura un effet sur le rendement financier à cause des transactions non couvertes.

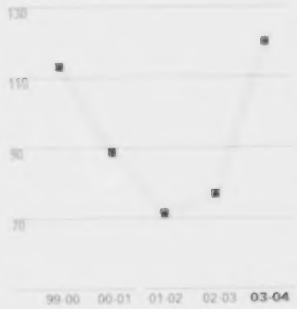
- **Prix du pétrole** – Le mazout lourd accapare plus de la moitié des coûts de combustible et il est habituellement utilisé comme combustible de remplacement en l'absence d'une production nucléaire ou hydroélectrique à faible coût. Pour limiter au minimum l'exposition au prix des combustibles, la Société couvre une proportion élevée des besoins en pétrole lourd pour alimenter la charge provinciale et les ventes à l'exportation fermes.

- Prix du gaz naturel – Comme l'un des principaux contrats d'énergie d'Énergie NB se rattache aux prix du gaz naturel, les fluctuations des prix du gaz naturel auront un effet sur le coût des achats pour alimenter la charge provinciale.

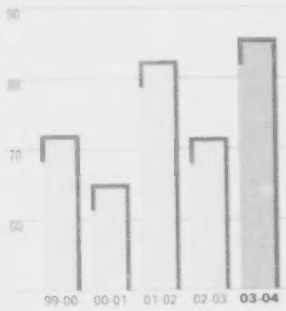
- Prix du marché de la Nouvelle-Angleterre – En 2002-2003, le marché de la Nouvelle-Angleterre a implanté des règles en vertu desquelles le tarif au coût marginal de l'électricité est calculé pour des emplacements individuels du réseau de la Nouvelle-Angleterre afin de signaler au marché de construire de nouvelles lignes de transport ou de trouver des sources de production plus près des charges. Ainsi, les prix reflètent maintenant les coûts liés à la congestion et les pertes au transport et ils ont réduit de plus de 5 p. 100 d'une année à l'autre le prix moyen en Nouvelle-Angleterre d'Énergie NB pour la puissance de pointe.

Vous trouverez plus de renseignements sur l'atténuation de ces risques dans la section traitant de la gestion des risques à la page 33.

Production hydroélectrique nette



Facteur de capacité net de Point Lepreau



Prix du mazout lourd

Résultats d'exploitation pour 2003-2004

Aperçu des recettes

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Ventes d'énergie			
À l'intérieur de la province	**1 009 $**	993 $	919 $
À l'extérieur de la province	**246**	227	359
Revenus divers	**56**	53	41
Recettes totales	**1 311 $**	1 273 $	1 319 $
Pourcentage de hausse d'une année à l'autre	**3 %**	(3,5) %	0,8 %

Les recettes totales se chiffraient à 1,311 milliard de dollars en 2003-2004, ce qui représente une augmentation de 38 millions de dollars ou de 3 p. 100 par rapport à 2002-2003.

Recettes dans la province

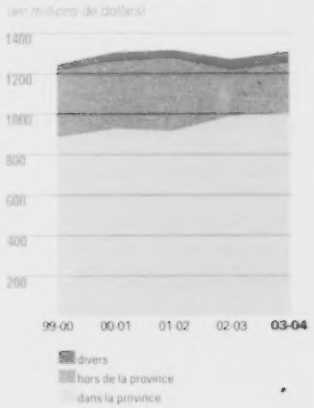
en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Résidentiel	**409 $**	393 $	358 $
Industriel	**306**	316	294
Usage général	**196**	190	180
Ventes en gros	**80**	77	70
Éclairage public	**18**	17	17
Total	**1 009 $**	993 $	919 $
GWh	**14 648**	14 540	13 795

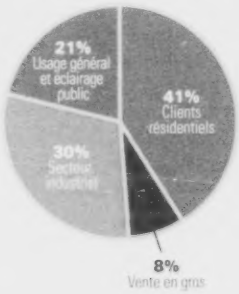
Les recettes dans la province s'établissaient à 1 009 millions de dollars en 2003-2004, soit une hausse de 16 millions de dollars ou de 1,6 p. 100 comparativement à 2002-2003. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à ces écarts d'une année à l'autre :

- Une augmentation des tarifs, en moyenne, de 2,6 p. 100 a été mise en œuvre le 1er avril 2003, ce qui a augmenté les recettes de 24 millions de dollars.
- Une augmentation du volume de ventes a haussé les recettes de 7 millions de dollars.
- La baisse des prix de certains contrats du secteur industriel, qui sont variables et associés aux coûts des combustibles, a abaissé les recettes de 15 millions de dollars d'une année à l'autre.

Analyse des recettes



Recettes provenant des ventes dans la province



Recettes provenant des ventes hors de la province

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Recettes	**246 $**	227 $	359 $
GWh	**3 922**	3 069	5 264

Les recettes provenant des ventes hors de la province se sont accrues de 19 millions de dollars ou de 4 p. 100 par rapport à 2002-2003. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'une année à l'autre :

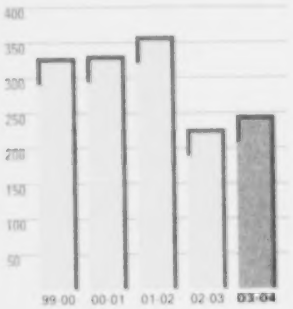
- Une augmentation de la production hydroélectrique et nucléaire a accru la disponibilité de l'énergie excédentaire pour le marché à l'exportation, ce qui a entraîné une hausse de 28 p. 100 du volume des ventes à l'exportation et une augmentation de 35 millions de dollars des recettes.
- L'instauration de la tarification au coût marginal en fonction de l'emplacement en Nouvelle-Angleterre a abaissé le prix du marché américain d'une année à l'autre. Les exportations aux entreprises d'électricité au Canada ont augmenté, car les prix hors pointe dépassaient les prix hors pointe aux États-Unis. Une baisse des prix du marché globaux combinée à l'appréciation du dollar canadien a diminué le prix moyen de l'énergie destinée à l'exportation, compensant ainsi l'effet de l'augmentation du volume des ventes de 16 millions de dollars.

Revenus divers

Les revenus divers tirés de la location de chauffe-eau, des tarifs de transport, des services ancillaires et de la vente de vapeur et de sous-produits de la production d'énergie électrique ont augmenté de 3 millions de dollars ou de 5,7 p. 100 pour passer à 56 millions de dollars en 2003-2004. Cette augmentation est surtout attribuable à une hausse des ventes de vapeur et au secours prêté aux entreprises d'électricité avoisinantes en Nouvelle-Écosse et au Maine dans le cadre d'interventions à la suite de tempêtes.

Recettes provenant des ventes hors de la province

(en millions de dollars)



Dépenses

Aperçu des dépenses

en millions de dollars

	2003-2004		2002-2003		2001-2002	
	$	%	$	%	$	%
Combustibles et achats d'énergie	**467 $**	**36**	528 $	39	492 $	38
Exploitation, entretien et administration	**388**	**29**	364	27	339	26
Amortissement et déclassement	**213**	**16**	216	16	213	16
Radiation des coûts liés au système de manutention du combustible	**44**	**3**	—	—	—	—
Frais de financement	**217**	**16**	242	18	256	20
Total	**1 329 $**	**100**	1 350 $	100	1 300 $	100

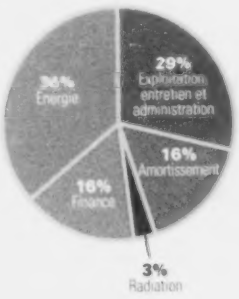
Les dépenses totales ont diminué de 1,6 p. 100 pour passer à 1,329 milliards de dollars en 2003-2004. Cette diminution de 21 millions de dollars était attribuable à divers facteurs :

- Une diminution de 61 millions de dollars des coûts liés aux combustibles et aux achats d'énergie.
- Une baisse de 25 millions de dollars des frais de financement.
- Une diminution de 3 millions de dollars au titre des dépenses d'amortissement et de déclassement.

Deux facteurs sont venus compenser ces diminutions :

- La radiation des coûts de 44 millions de dollars liés au système de manutention du combustible Orimulsion[MD] pour le projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove.
- Une augmentation de 24 millions de dollars des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, surtout en raison de la hausse des charges de retraite occasionnée par le rendement plus bas que prévu des marchés.

Dépenses totales



Combustibles et achats d'énergie

en millions de dollars

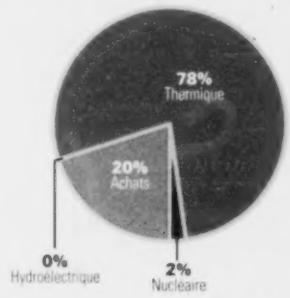
	2003-2004		2002-2003		2001-2002	
	$	%	$	%	$	%
Hydroélectrique	0 $	0	0 $	0	0 $	0
Nucléaire	10	2	7	1	8	2
Thermique	364	78	409	78	381	77
Achats	93	20	112	21	103	21
Total	**467 $**	**100**	**528 $**	**100**	**492 $**	**100**

Le coût des combustibles et des achats d'énergie a atteint 467 millions de dollars en 2003-2004, soit une diminution de 61 millions ou de 11,6 p. 100 par rapport à 2002-2003. Le mazout lourd accaparait 42 p. 100 de ces dépenses, tandis que les achats d'énergie des entreprises d'électricité en Nouvelle-Écosse, au Maine, au Québec et au Nouveau-Brunswick ont représenté une proportion de 20 p. 100. La diminution des coûts des combustibles et des achats d'énergie d'une année à l'autre était attribuable aux facteurs suivants :

- Les niveaux hydrauliques se situaient à 120 p. 100 de la moyenne à long terme comparativement à 77 p. 100 en 2002-2003, ce qui a entraîné une augmentation sensible de pourcentage de la production hydroélectrique totale par rapport à l'année précédente. La disponibilité de cette énergie à faible coût a réduit les coûts de production de 55 millions de dollars.
- Le facteur de capacité net de la centrale de Point Lepreau s'est établi à 85,6 p. 100 durant 2003-2004, soit 20 p. 100 de plus qu'en 2002-2003. La plus grande disponibilité de cette énergie à faible coût a abaissé les coûts de production de 37 millions de dollars.
- L'appréciation du dollar canadien, compensée par l'effet des couvertures des transactions effectuées en devises étrangères, a diminué les coûts de 22 millions de dollars.
- Les coûts de production ont diminué de 16 millions de dollars à cause d'une plus grande utilisation du charbon et de l'Orimulsion[MD] au lieu du mazout lourd (comme l'Orimulsion[MD] n'était pas disponible pendant une période donnée en 2002-2003, il a fallu recourir au mazout lourd plus coûteux).

Ces diminutions ont été contrebalancées par les augmentations d'une année à l'autre des autres coûts, notamment une hausse de 28 p. 100 de la charge destinée au marché à l'exportation, ce qui a augmenté les coûts de 41 millions de dollars et une augmentation globale des prix des combustibles, déduction faite des répercussions de la couverture, ce qui a augmenté les coûts totaux liés aux combustibles et aux achats d'énergie de 28 millions de dollars.

Alimentation de la charge provinciale



Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	200-2002
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**388 $**	364 $	339 $

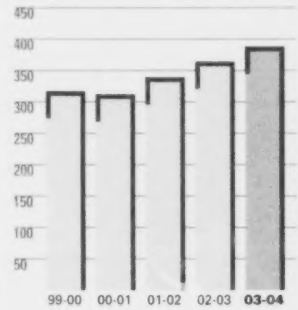
Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont établis à 388 millions de dollars en 2003-2004, soit 24 millions de dollars ou 6,6 p. 100 de plus qu'en 2002-2003. Cette augmentation était surtout attribuable aux hausses suivantes :

- Les charges de retraite ont augmenté de 19 millions de dollars à cause de l'amortissement des pertes sur le rendement de l'actif en 2002-2003.
- Les coûts liés à la retraite anticipée se sont accrus de 7 millions de dollars en raison du programme volontaire de retraite anticipée.
- Les coûts liés à la main-d'œuvre et aux avantages sociaux ont connu une hausse de 9 millions de dollars en raison des contrats et des augmentations au mérite.
- Les coûts liés aux arrêts et à l'entretien des centrales ont augmenté de 5 millions de dollars à cause des travaux aux centrales de Dalhousie, de Coleson Cove et de Courtenay Bay, et dans plusieurs centrales hydroélectriques.
- Les dépenses fiscales se sont accrues de 2 millions de dollars à cause de l'augmentation des cotisations au titre de l'impôt foncier des biens industriels.

Ces augmentations ont été compensées par une réduction de 15 millions de dollars des coûts en raison de l'arrêt d'entretien à la centrale de Point Lepreau qui a duré moins longtemps et qui a été moins coûteux en 2003-2004 qu'en 2002-2003.

Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration

(en millions de dollars)

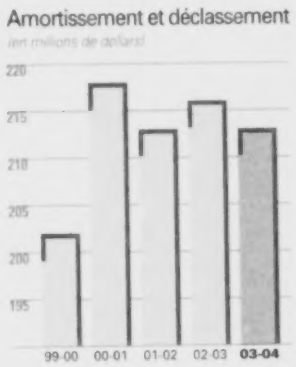


Amortissement et déclassement

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Amortissement et déclassement	**213 $**	216 $	213 $

Les dépenses d'amortissement et de déclassement se sont établies à 213 millions de dollars en 2003-2004, soit 3 millions de dollars ou 1,4 p. 100 de moins qu'en 2002-2003. Durant l'année précédente, une charge environnementale de 11 millions de dollars a été constatée par NB Coal Limited pour le traitement des effluents d'eau acide provenant d'une mine inactive. Les dépenses d'amortissement et de déclassement pour les autres éléments ont augmenté de 8 millions de dollars d'une année à l'autre à cause des répercussions de l'acquisition d'immobilisations.



Radiation des coûts liés au système de manutention du combustible

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Radiation des coûts liés au système de manutention du combustible	**44 $**	—	—

Dans le cadre du projet de remise à neuf, la centrale de Coleson Cove sera convertie pour brûler l'Orimulsion[MD]. Le projet comportait l'aménagement et la construction d'installations capables d'assurer la manutention du nouveau combustible. La Société a signé un protocole d'entente pour aménager ces installations et a dû procéder à des investissements à l'emplacement choisi pour établir une jetée fixe, des réservoirs de stockage, les dispositifs de pompage et la tuyauterie menant aux gazoducs existants qui servaient au transport du mazout lourd vers la centrale.

Les dépenses liées au système de livraison du combustible jusqu'au 31 mars 2004 se sont établies à 47 millions de dollars (1 million de dollars en 2003). Comme la disponibilité de l'Orimulsion[MD] est incertaine, le moyen choisi pour livrer le combustible sera déterminé en même temps que la résolution à venir des contrats de fourniture du combustible. Des 47 millions de dollars, la somme de 44 millions ne devrait pas procurer une valeur en matière de services dans l'avenir et elle a été constatée en 2003-2004. Il reste près de 3 millions de dollars, car les travaux de construction se poursuivent en attendant la résolution des négociations relatives à la fourniture et l'évaluation des options de livraison du combustible.

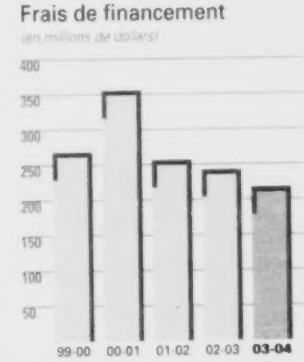
Frais de financement

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Frais de financement	**217 $**	242 $	256 $

Les frais de financement ont diminué de 25 millions de dollars ou de 10,3 p. 100 pour passer à 217 millions de dollars en 2003-2004 à cause des facteurs suivants :

- Les émissions obligataires ont été refinancées à des taux d'intérêt plus bas, ce qui a réduit les coûts de 22 millions de dollars.
- Les gains des fonds d'amortissement et de fiducie ont augmenté de 3 millions de dollars.



Liquidités et ressources en capital

Dépenses d'investissement

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Dépenses d'investissement	**497 $**	212 $	135 $

Les dépenses d'investissement, déduction faite du produit de l'aliénation et des contributions des clients, se sont chiffrées à 497 millions de dollars en 2003-2004, soit 285 millions de dollars ou 134 p. 100 de plus qu'en 2002-2003.

La hausse de ces dépenses était surtout attribuable aux dépenses liées au projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove en 2003-2004 qui s'établissaient à 405 millions de dollars comparativement à 99 millions de dollars durant l'année précédente. Jusqu'à présent, des dépenses de 511 millions ont été engagées, dont les dépenses liées au système de manutention du combustible. Après la radiation des coûts liés au système de manutention susmentionné, le coût du projet jusqu'à présent s'établit à 467 millions de dollars. Le coût de construction total prévu par la direction pour le projet est de 672 millions de dollars, montant qui pourrait augmenter en fonction de la résolution de négociations liées à la livraison d'Orimulsion[MD] et de l'évaluation des options liées à la livraison de combustible. De plus, un montant de 44 millions de dollars a été radié (se reporter à la note 4).

Parmi les autres dépenses d'investissement, mentionnons la somme de 11 millions de dollars se rattachant à l'analyse technique d'avant projet et aux travaux requis pour préparer la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Les dépenses totales liées au projet jusqu'au 31 mars 2004 se chiffraient à 71 millions de dollars, notamment pour les études de faisabilité, l'ingénierie, les analyses et la planification du projet.

Des projets d'amélioration à l'infrastructure de transport et de distribution ont été exécutés également durant l'année.

Encaisse d'exploitation

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Encaisse d'exploitation	**256 $**	139 $	234 $

L'encaisse d'exploitation s'est chiffrée à 256 millions de dollars en 2003-2004, soit 117 millions de plus qu'en 2002-2003. Cette augmentation était surtout attribuable au déclin de la perte nette d'une année à l'autre.

Encaissements (décaissements libres)

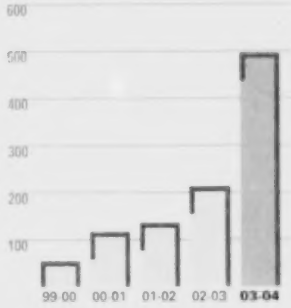
en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Encaisse d'exploitation	**256 $**	139 $	234 $
Dépenses d'investissement	**(504)**	(217)	(140)
Produits de la cession et des contributions des clients	**7**	5	5
Réduction (augmentation) du fonds de roulement	**29**	14	(35)
Fonds de fiducie pour le déclassement de la centrale nucléaire et pour les déchets de combustible nucléaire, versements et bénéfice	**(156)**	(20)	0
Autre	**(8)**	(7)	0
Encaissements (décaissements) libres	**(376) $**	(86) $	64 $

Les décaissements libres se chiffraient à 376 millions de dollars en 2003-2004, soit 290 millions de dollars de moins qu'en 2002-2003. Ce déclin est attribuable aux dépenses d'investissement et au financement des charges au titre de la gestion des déchets de combustible nucléaire et au déclassement de la centrale nucléaire, qui ont été compensées par une diminution du bénéfice net.

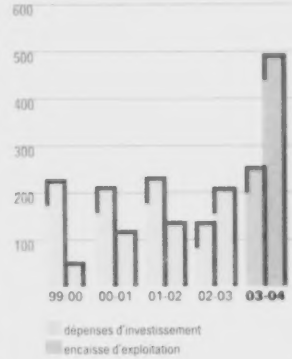
Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)



Composants des libres mouvements de trésorerie

(en millions de dollars)



Dette

en millions de dollars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Encaissements (décaissements) libres	**(376) $**	(86) $	64 $
Redressement des opérations de change	**1**	3	(4)
Frais de la dette reportée	**(1)**	(21)	(19)
Changement dans l'encaisse	**55**	(45)	40
Réduction (augmentation) de la dette nette	**(321) $**	(149) $	81 $

La dette nette a augmenté de 321 millions de dollars en 2003-2004 comparativement à une augmentation de 149 millions de dollars en 2002-2003. Le principal facteur en cause était le financement des dépenses d'investissement se rattachant au projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove et au financement des charges constatées pour la gestion des déchets de combustible nucléaire et le déclassement de la centrale nucléaire.

Total de la dette nette

en millions de dollars

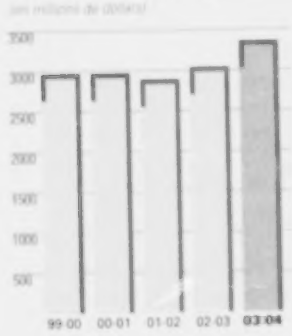
	2003-2004	2002-2003	2001-2002
Dette à long terme, déduction faite des investissements des fonds d'amortissement	**2 883 $**	2 744 $	2 890 $
Dette à court terme	**477**	295	0
Total de la dette nette	**3 360 $**	3 039 $	2 890 $

L'augmentation de la dette à court terme est attribuable en grande partie au financement du projet de remise à neuf de Coleson Cove. Ce projet est surtout financé par la dette à court terme en raison des taux d'intérêt favorables disponibles et celle-ci sera convertie en dette à long terme.

Énergie NB accède aux marchés financiers par l'intermédiaire de la dette émise par le gouvernement du Nouveau-Brunswick. Une émission obligataire, totalisant 100 millions de dollars, à un taux d'intérêt nominal de 7,5 p. 100, est arrivée à échéance en 2003-2004. Il y a eu de nouvelles émissions obligatoires totalisant 297 millions de dollars à un taux d'intérêt moyen en vigueur de 3,75 p. 100 durant l'année.

Les niveaux d'endettement de la Société augmenteront dans les années futures si le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et le projet de ligne internationale de transport vont de l'avant. Le niveau des emprunts à court terme fluctue selon la date d'échéance de la dette et les besoins en investissement de capitaux. La Société emprunte des fonds à des fins temporaires du gouvernement du Nouveau-Brunswick et dispose de marges de crédit bancaires pour les emprunts à court terme. Le fonds de roulement est financé à partir de l'encaisse d'exploitation.

Total de la dette nette



Principales estimations comptables

Amortissement

Energie NB a un comité d'examen de l'amortissement qui se penche sur la durée d'utilisation des principales catégories d'éléments d'actif aux cinq ans ou plus souvent, selon les circonstances. Ces examens comprennent l'inspection matérielle de l'élément d'actif, l'examen des dossiers d'entretien et de mise hors service, la désuétude technologique et les pratiques dans l'industrie. Un rapport recommandant des changements à la durée d'utilisation des éléments d'actif est soumis chaque année à l'approbation du comité de vérification. Les estimations actuelles de la durée d'utilisation des éléments d'actif sont présentées dans la note 1(b) des états financiers.

La durée d'utilisation estimée de la centrale de Coleson Cove sera prolongée de 25 ans lorsque le projet de remise à neuf sera achevé. Si le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau va de l'avant, il devrait prolonger la durée d'utilisation de la centrale de 25 ans.

Les dépenses d'amortissement pour l'année se terminant le 31 mars 2004 s'établissent à 196 millions de dollars (2003 – 190 millions de dollars).

Déclassement de la centrale et gestion des déchets de combustible nucléaire

À compter du 1er avril 2002, Energie NB a adopté la norme de l'Institut canadien des comptables agréés (« ICCA ») pour les obligations au titre de la mise hors service des biens pour lesquelles il faut constater la valeur actuelle nette lorsque les obligations sont prises. L'adoption de la nouvelle norme n'a pas eu d'effet important sur le bénéfice net en 2003. Les principales hypothèses sur lesquelles sont basées les charges sont communiquées dans la note 12 des états financiers et ces hypothèses sont mises à jour à intervalles réguliers. Si le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau va de l'avant, les charges au titre des déchets de combustible nucléaire augmenteront, car la consommation de combustible augmentera et les charges au titre du déclassement diminueront, étant donné que la période jusqu'au déclassement sera plus longue.

Le gouvernement du Canada a promulgué la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* en 2002 qui a établi la Société de gestion des déchets nucléaires. La société a pour mandat de recommander au gouvernement fédéral la meilleure approche pour la gestion des déchets de combustible nucléaire en novembre 2005, au plus tard. L'approche que choisira la Société de gestion des déchets de combustible nucléaire pourrait avoir un effet sur les charges qui sont actuellement constatées dans les états financiers pour les déchets de combustible nucléaire.

Les dépenses liées au déclassement des centrales thermiques et de la centrale nucléaire pour l'année se terminant le 31 mars 2004 se chiffrent à 17 millions de dollars (2003 – 26 millions de dollars).

Futures prestations des employés

Les employés d'Énergie NB cotisent au régime de pension de retraite à prestations déterminées du gouvernement du Nouveau-Brunswick (voir les notes 1(j) et 9 des états financiers). La Société a également un programme d'allocation de retraite et parfois des coûts liés à la retraite anticipée. Les conventions comptables pour les coûts liés au programme d'allocation de retraite et de retraite anticipée sont décrites dans les notes 1(k) et 1(l) des états financiers. Plus de renseignements sont fournis sur le programme d'allocation de retraite dans la note 13.

À compter du 31 mars 2004, la Société a adopté les nouvelles obligations d'information de l'ICCA pour les futures prestations des employés.

Recettes non facturées

Comme Énergie NB facture les clients résidentiels et du secteur de l'usage général de façon cyclique, les recettes pour l'énergie fournie mais non facturée à la fin de chaque exercice financier sont estimées et constatées. Cette estimation est basée sur les relevés actuels aux sous-stations et aux tarifs moyens réels. Les recettes constatées au 31 mars 2004 s'établissaient à 32 millions de dollars (2003 – 30 millions de dollars).

Frais généraux liés aux projets d'investissement

Comme il est décrit dans la note 1(b) des états financiers, Énergie NB ajoute des frais généraux aux projets d'investissement pour tenir compte des coûts indirects se rattachant à l'administration et à d'autres dépenses. Les taux utilisés ont été mis au point dans une étude sur les frais généraux qui a été réalisée en 2000. Le montant des frais généraux imputés aux projets d'investissement durant l'exercice se terminant le 31 mars 2004 est de 12 millions de dollars (2003 – 12 millions de dollars).

Gestion des risques

Énergie NB a établi un processus pour gérer les risques liés aux éléments suivants :

Couverture financière

Le comité de la couverture des risques financiers voit à surveiller et à contrôler l'exposition au risque financier d'Énergie NB pour assurer la prévisibilité et la viabilité de l'encaisse et du bénéfice net. Le comité surveille les risques suivants :

- **Risques associés aux prix des combustibles** – La Société a des expositions nettes aux prix des combustibles, notamment le mazout lourd et le gaz naturel. Pour réduire l'exposition à la volatilité de ces prix, elle assure une couverture des risques financiers selon des degrés de tolérance prédéfinis pour les besoins prévus dans la province et sur le marché des exportations.

- **Risques associés au change** – Énergie NB a une exposition nette à la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain. Elle est sensible à la dette libellée en dollars américains, au coût des combustibles et aux achats d'énergie qui sont surtout libellés en dollars américains, et aux recettes libellées en dollars américains. Elle assure donc une couverture des risques financiers en fonction de seuils de tolérance prédéfinis pour les besoins connus et prévus en dollars américains. En 2002, la Société a adopté une stratégie pour assurer la couverture des risques financiers associés à la dette libellée en dollars américains, et au 31 mars 2004, la couverture des risques financiers associés à cette dette était assurée.

- **Risques associés aux taux d'intérêt** – Pour atténuer l'impact des changements défavorables des taux d'intérêt, la Société assure la couverture des risques financiers relativement à un pourcentage prédéfini des expositions prévues au refinancement.

en millions de dollars

Variables économiques et opérationnelles	Sensibilité/ Écart (+/-)	Effet sur les bénéfices nets en 2003-2004
Dollar canadien ($US)	0,01 $ US	1 $*
Prix du pétrole ($US/baril)	1 $ US/bbl	3 $*
Prix du gaz naturel ($US/mmBTU)	0,25 $ US/mmBTU	0 $*
Exportations d'électricité ($US/MWh)	1 $ US/MWh	4 $*

* effet sur les bénéfices nets après le programme de couverture du risque

Programme de gestion du risque d'entreprise

Énergie NB retient les services du cabinet Ernst & Young LLP pour aider à effectuer les évaluations continues des risques et pour mettre en œuvre des processus de contrôle des risques. Les évaluations des risques opérationnels ont été mises à jour dans les unités commerciales en 2003-2004 de même qu'à Services partagés et ont été présentées au comité de vérification du conseil d'administration.

Sécurité

Énergie NB a pour objectif d'optimaliser les conditions de travail saines et sécuritaires pour tous les employés et entrepreneurs, et de promouvoir la sécurité en électricité auprès du public. Les vérifications visant à mesurer les initiatives de sécurité sont menées régulièrement, y compris les vérifications de la gestion des risques de la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail du Nouveau-Brunswick. Des rapports réguliers sur le système de gestion des activités de conformité en matière de santé et de sécurité sont présentés au comité des ressources humaines et de gouvernance du conseil d'administration, qui s'assure qu'une diligence raisonnable est exercée pour la santé et la sécurité du public et des employés.

Environnement

Chaque unité commerciale voit à intégrer la politique environnementale d'Énergie NB à ses pratiques. Services partagés aide les unités commerciales à :

- intégrer la gestion environnementale aux pratiques commerciales et à la planification
- obtenir les agréments réglementaires pour les installations et les nouveaux projets de construction
- vérifier la conformité avec les agréments réglementaires et faire rapport aux organismes de réglementation
- surveiller la loi et les normes nouvelles et révisées concernant l'environnement et donner un avis à ce sujet.

Des rapports d'avancement sur les programmes en place pour gérer les risques à l'environnement, dont les enjeux actuels et futurs, sont présentés au comité de l'environnement du conseil d'administration. Par des discussions et des examens, les vérificateurs externes évaluent chaque année l'intégralité, la valeur et la communication des responsabilités et des éventualités importantes liées à l'environnement dans les états financiers de la Société. Énergie NB publie un rapport de rendement environnemental qui est accessible à **www.energienb.com**

Assurance

Énergie NB maintient des polices d'assurance et des limites de protection qui sont conformes aux pratiques dans l'industrie des entreprises d'électricité en Amérique du Nord. La garantie a rapport aux biens et à la responsabilité ayant trait à la production nucléaire, aux biens traditionnels et à la responsabilité, y compris les automobiles, l'environnement, l'assurance maritime ainsi que la responsabilité civile des membres du conseil d'administration et des dirigeants. Un aperçu annuel des activités liées à l'assurance est présenté au comité de vérification du conseil d'administration.

Rapport de la direction

Le 17 mai 2004

Les états financiers d'Énergie NB ont été dressés par la direction qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse de l'information. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens ainsi que la mise à jour des dossiers. Voici les contrôles et les procédures :

- Sécurité des systèmes et divers contrôles financiers;
- Normes de qualité dans le recrutement et la formation des employés;
- Règles de conduite professionnelle;
- Structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités;
- Responsabilisation en matière de rendement;
- Communication des politiques et des principes directeurs au sein de la Société.

Les contrôles internes sont analysés et évalués au moyen de programmes de vérification qui sont soumis à l'examen des vérificateurs externes.

En tout dernier lieu, la responsabilité des états financiers incombe au conseil d'administration. À cet égard, le conseil est aidé par le comité de vérification qui analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes afin d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la direction en vue de mettre en œuvre ces recommandations. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la direction ainsi qu'avec les vérificateurs externes et internes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Il analyse les états financiers et les recommande à l'approbation du conseil d'administration.

Les vérificateurs externes de la Société, le cabinet Deloitte & Touche LLP, ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en appliquant les sondages et les autres méthodes qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre de leur rapport. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et des conclusions auxquelles ils sont arrivés relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Société et à la pertinence des systèmes de contrôle interne.

Le président et chef de la direction,

David D. Hay

La vice-présidente, Finance,

Sharon MacFarlane

Rapport des vérificateurs

Le 17 mai 2004

L'honorable Herménégilde Chiasson
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Votre Honneur,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick au 31 mars 2004 et les états consolidés des résultats, des déficits et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 mars 2004 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes généralement reconnus au Canada.

Deloitte & Touche LLP

Deloitte & Touche LLP
Comptables agréés
Saint John (Nouveau-Brunswick)

États financiers

État consolidé des résultats et du déficit

pour l'exercice terminé le 31 mars 2004 – en millions

	2004	2003
Produits		
Ventes d'électricité (note 2)		
À l'intérieur de la province	**1 009 $**	993 $
À l'extérieur de la province	**246**	227
Autres	**56**	53
	1 311	1 273
Charges		
Combustible et achats d'électricité	**467**	528
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**388**	364
Amortissement et déclassement (note 3)	**213**	216
Radiation de coûts liés au système de manutention du combustible (note 4)	**44**	—
	1 112	1 108
Bénéfice avant frais de financement	**199**	165
Frais de financement (note 5)	**217**	242
Perte nette de l'exercice	**(18)**	(77)
Déficit		
Au début	**(177)**	(100)
À la fin	**(195) $**	(177) $

Bilan consolidé

au 31 mars 2004 – en millions

	2004	2003
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme (note 6)	7 $	62 $
Débiteurs	181	188
Matières, fournitures et combustibles	96	98
Moins : amortissement cumulé	3	7
	287	355
Immobilisations corporelles (note 7)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au coût	6 016	5 607
Moins : amortissement cumulé	2 870	2 725
	3 146	2 882
Actif à long terme		
Fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié (note 8)	176	20
Frais reportés		
Frais reportés du service de la dette, moins les montants amortis	50	56
Prestations de retraite reportées (note 9)	67	68
Autres frais reportés	3	6
	120	130
	3 729 $	3 387 $

Au nom de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick

Le président du conseil d'administration,

Leon R. Furlong

Le président et chef de la direction,

David D. Hay

Bilan consolidé

au 31 mars 2004 – en millions

	2004	2003
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 11)	477 $	295 $
Créditeurs et charges à payer	201	184
Intérêts courus	70	71
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 10)	69	132
	817	682
Dette à long terme (note 10)		
Débentures et autres emprunts	3 217	2 999
Moins : fonds d'amortissement	403	387
	2 814	2 612
Passif reporté		
Déclassement des installations et gestion du combustible nucléaire irradié (note 12)	240	225
Autres (note 13)	53	45
	293	270
Déficit		
Déficit	(195)	(177)
	3 729 $	3 387 $

État consolidé des flux de trésorerie

pour l'exercice terminé le 31 mars 2004 – en millions

	2004	2003
Rentrees (sorties) nettes liées aux activités suivantes :		
Exploitation		
Perte nette de l'exercice	(18) $	(77) $
Montants imputés ou crédités à l'exploitation mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice (note 14)	274	216
	256	139
Paiements et revenus liés au fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(156)	(70)
Dépenses liées au passif au titre du déclassement	(3)	(1)
Additions aux frais reportés	(5)	(6)
Variation nette des soldes hors caisse du fonds de roulement	29	14
	121	126
Investissement		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles	(504)	(217)
Produit de la cession et contributions des clients	7	5
	(497)	(212)
Financement		
Remboursement de la dette, déduction faite du produit du fonds d'amortissement	(102)	(829)
Paiements et revenus liés au fonds d'amortissement	(55)	(56)
Produit des obligations au titre de la dette à long terme	296	721
Augmentation de la dette à court terme	182	295
	321	131
Rentrees (sorties) nettes	(55)	45
Encaisse et placements à court terme		
Au début	62	17
A la fin	7 $	62 $

Notes complémentaires

Pour l'exercice terminé le 31 mars 2004 en millions

1. Principales conventions comptables

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (la « Société ») a été constituée en société de la Couronne de la Province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la *Loi sur l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick*. La mission de la Société consiste à fournir un approvisionnement continu d'électricité afin de répondre aux besoins actuels et futurs de la province. Elle vise également à favoriser l'économie et l'efficacité dans la production, la distribution, l'approvisionnement, la vente et l'utilisation de l'électricité.

Les présents états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers comprennent les comptes de la Société et ceux de sa filiale détenue en propriété exclusive, NB Coal Limited (« NB Coal »).

a. Réglementation

La Société est réglementée en vertu d'un système de plafonnement des tarifs. Les augmentations moyennes annuelles apportées aux tarifs qui sont supérieures à trois pour cent ou à l'indice des prix à la consommation, selon le montant le plus élevé, sont assujetties à l'examen réglementaire de la Commission des entreprises de service public de la Province du Nouveau-Brunswick (la « Commission des entreprises de service public »). La Société doit également soumettre une demande à la Commission des entreprises de service public avant d'engager des dépenses supérieures à 75 millions de dollars relativement à l'amélioration, à l'entretien ou au déclassement d'une centrale.

b. Immobilisations corporelles

Le coût des ajouts aux immobilisations corporelles comprend le coût initial des services de sous-traitance, de la main-d'œuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service. Les immobilisations corporelles comprennent aussi la valeur actualisée des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'égard de l'évacuation du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire.

Les intérêts engagés durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme. Lorsque des actifs importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf, les intérêts engagés durant la construction sont imputés selon la valeur comptable nette de l'actif en question.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des clients de même que les subventions pour la recherche et le développement à l'égard des nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des actifs connexes. Les montants reçus des clients sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des actifs en question.

Le coût des actifs du réseau de distribution mis hors service, déduction faite des montants liés au démantèlement et à la récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Quant à toutes les autres immobilisations corporelles vendues, le coût et l'amortissement cumulé sont éliminés des comptes, et le gain ou la perte résultant de la cession est porté aux résultats.

La Société calcule l'amortissement de tous les actifs à des taux permettant d'amortir leur coût, déduction faite de la valeur de récupération prévue, sur leur durée d'utilisation prévue. La durée d'utilisation prévue des immobilisations est analysée périodiquement, et toute révision est appliquée prospectivement. L'amortissement est interrompu provisoirement lorsque des biens importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf. L'amortissement de certaines pièces du matériel minier est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant fondé sur le montant du remboursement de la dette s'y rapportant reçus au cours de l'exercice. Tous les autres actifs sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le coût net des immobilisations corporelles qui ont fait l'objet de subventions et sur les montants reçus des clients.

Les principales catégories d'immobilisations corporelles sont amorties suivant leur durée d'utilisation estimative moyenne comme suit :

Actifs	Années
Centrales hydroélectriques	70*
Centrales thermiques	35
Centrale nucléaire	27
Centrales à turbine à combustion	25
Postes et sous-stations	40
Réseau de transport	35 – 55
Réseau de distribution	10 – 35
Bâtiments	
Généraux	40
Siège social	50
Système de communications et systèmes informatiques	3 – 15
Matériel minier	20 – 35
Véhicules	4 – 10

* Les composantes des centrales hydroélectriques ont une durée d'utilisation variant entre 35 et 100 ans.

c. Encaisse et placements à court terme

L'encaisse et les placements à court terme sont présentés au coût et représentent les soldes auprès de banques et les placements dans des instruments du marché monétaire.

d. Stocks

Les stocks de matériel et de fournitures, ainsi que de combustibles, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au coût selon la méthode de l'épuisement successif.

e. Frais reportés du service de la dette

La Société amortit les escomptes et les primes sur débentures, les frais d'émission ainsi que les intérêts reportés ayant trait au refinancement de la dette sur la durée de chacune des émissions concernées.

f. Opérations de change

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens (CA) aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'un contrat de change à terme est acquis dans le cadre d'une opération de couverture, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains et les pertes de change découlant de la conversion sont inscrits dans les résultats.

g. Dette à long terme

La dette à long terme est inscrite au bilan au coût. La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur marchande ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres d'emprunt assortis de conditions et d'échéances analogues. Il est à noter toutefois que la juste valeur estimative n'inclut pas les coûts qui seraient engagés pour échanger ou rembourser la dette.

h. Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la Province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Société, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures. Les revenus du fonds d'amortissement sont portés aux résultats de la Société et les placements du fonds d'amortissement sont déduits de la dette à long terme, puisqu'il existe un droit de compensation juridiquement exécutoire.

i. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Centrales nucléaire et thermiques

Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relatifs à l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire pour que les emplacements ne soient plus, par conséquent, assujettis à un usage restreint, la Société constate ces passifs en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent.

Les coûts suivants ont été comptabilisés comme passif au 31 mars 2004 :

- la valeur actualisée estimative des coûts de déclassement des centrales thermiques et nucléaire à la fin de leur durée d'utilisation respective;
- la valeur actualisée estimative des coûts fixes des activités de gestion du combustible nucléaire irradié qui doivent être engagés peu importe le volume de combustible irradié;
- la valeur actualisée estimative des coûts variables des activités de gestion du combustible nucléaire irradié afin de tenir compte des volumes réels de combustible irradié jusqu'au 31 mars 2004.

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est augmenté pour tenir compte des grappes de combustible nucléaire utilisées chaque année, et le montant correspondant est imputé aux frais de combustible à l'état des résultats.

Les passifs liés au déclassement des centrales thermiques et nucléaire et à la gestion du combustible irradié sont ajustés pour refléter l'écoulement du temps par le calcul de la désactualisation (intérêt) des passifs. La charge de désactualisation est calculée au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société et est incluse dans la charge d'amortissement.

Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après des études détaillées qui tiennent compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement des centrales thermiques et nucléaire, du coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanente et des estimations des taux d'inflation futurs.

Les charges engagées de façon régulière à l'égard de la gestion du combustible nucléaire irradié et du déclassement des installations sont imputées aux comptes du passif reporté.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible nucléaire irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Société met périodiquement ses calculs à jour.

Centrales hydroélectriques

La Société n'a pour l'instant aucunement l'intention de déclasser ses centrales hydroélectriques. Grâce à des travaux d'entretien ou de remise à neuf, il est prévu que les actifs soient utilisés dans un avenir prévisible. Aucune date de mise hors service ne peut donc être déterminée et, par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement. Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que la Société a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

Actifs des réseaux de transport et de distribution

Bien que certains des actifs des réseaux de transport et de distribution de la Société puissent être assujettis à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la Société prévoit utiliser la majeure partie de ses actifs des réseaux de transport et de distribution pour une durée indéterminée. Aucune date de mise hors service ne peut donc être déterminée et, par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement. Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que la Société a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

j. Régimes de retraite

Les salariés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la Province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises, à prestations déterminées, offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés. Les prestations de retraite versées s'accroissent chaque année selon l'indice des prix à la consommation, jusqu'à un maximum de 5 p. 100 ou de 6 p. 100 selon la date du départ à la retraite. La Société et ses salariés versent des cotisations au régime comme le stipulent la *Loi sur la pension de retraite dans les services publics et ses règlements*. NB Coal maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées pour ses salariés.

L'évolution future des niveaux de salaire a une incidence sur le montant des avantages sociaux futurs des deux régimes de retraite et, par conséquent, la méthode de répartition des prestations au prorata des années de service a été utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées. Le rendement prévu de l'actif du régime de retraite est fondé sur la juste valeur de cet actif. Les gains et les pertes actuariels excédant 10 p. 100 de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur de l'actif du régime de retraite au début de l'exercice, selon le montant le plus élevé, sont amortis sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des groupes de salariés. L'actif transitoire (la juste valeur marchande de l'actif du régime de retraite moins l'obligation au titre des prestations constituées, comme il a été déterminé le 1er avril 2000) est également amorti sur la durée moyenne du reste de la carrière active des groupes de salariés.

k. Allocations de retraite

La Société a constitué pour les salariés un programme d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu. Des calculs actuariels servent à déterminer le montant des obligations de la Société au titre des allocations de retraite. La méthode actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction pour déterminer la valeur actualisée de l'obligation au titre des allocations de retraite constituées d'après une projection des salaires et des traitements jusqu'à la date normale du départ à la retraite. La valeur actuarielle des obligations au titre des allocations de retraite constituées pour services passés est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

l. Programmes de retraite anticipée

Le coût total de ces programmes est imputé aux résultats dans l'année où les programmes sont mis sur pied, sans tenir compte de la date à laquelle les versements sont réellement effectués.

m. Produits

Les clients de l'usage domestique et de l'usage général font l'objet d'une facturation mensuelle selon un système de facturation cyclique. La facturation de tous les autres clients a lieu à la fin de chaque mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

n. Instruments financiers dérivés

Conformément à ses conventions et objectifs de couverture, la Société ne souscrit des instruments financiers dérivés qu'à des fins de gestion des risques sous-jacents. La Société constitue une documentation en bonne et due forme à l'égard de toutes les relations existant entre les instruments de couverture et les éléments couverts ainsi qu'à l'égard des objectifs et de la stratégie de couverture sous-tendant les diverses opérations de couverture. Dans le cadre de ce processus, chaque instrument dérivé est lié à un actif ou à un passif du bilan ou à une opération prévue donnée.

La comptabilité de couverture, qui permet le report des gains et des pertes jusqu'au règlement, s'applique lorsqu'un instrument dérivé est désigné comme une couverture et qu'il est prévu qu'il sera efficace durant toute la durée d'utilisation de l'élément couvert. L'efficacité est atteinte lorsque les variations des flux de trésorerie ou de la juste valeur de l'instrument dérivé compensent essentiellement les variations des flux de trésorerie ou de la juste valeur de l'élément couvert. Dès la mise en place d'une opération de couverture et sur une base régulière par la suite, la Société évalue l'efficacité des instruments dérivés.

Les dérivés efficaces qui respectent les critères de la comptabilité de couverture ne sont pas inscrits au bilan. Tout gain ou perte sur ces instruments est reporté et n'est constaté qu'à la date de règlement. Les instruments dérivés qui ne respectent pas les critères de la comptabilité de couverture sont inscrits au bilan à leur juste valeur et les variations subséquentes de la juste valeur sont portées aux résultats.

Si un instrument dérivé cesse d'exister et n'est pas remplacé par la Société dans le cadre de sa stratégie de couverture, les gains ou les pertes à la cessation sont reportés et constatés lorsque les gains ou les pertes de l'élément couvert sont constatés. Si un élément couvert cesse d'exister ou lorsqu'il n'est plus probable qu'il se réalisera, tout gain ou toute perte rattaché à un instrument dérivé reporté antérieurement est porté aux résultats. Si une relation de couverture se termine ou cesse d'être efficace, tout gain ou toute perte reporté antérieurement continue d'être reporté afin d'être porté aux résultats durant la période au cours de laquelle l'élément couvert et les gains ou les pertes subséquents sur la juste valeur de l'instrument sont portés aux résultats.

La Société recourt régulièrement aux instruments financiers dérivés pour gérer les risques suivants :

- prix du pétrole et du gaz naturel;
- taux d'intérêt;
- taux de change.

Prix du pétrole et du gaz naturel

La Société conclut des swaps de pétrole et de gaz naturel afin de couvrir le risque prévu lié aux fluctuations du coût du mazout lourd utilisé dans le cadre de l'exploitation de ses centrales et à un contrat d'acquisition reposant principalement sur les prix du gaz naturel. Les gains ou les pertes découlant de ces swaps sont constatés à la date de règlement à titre d'ajustement de la charge liée aux achats de combustible ou d'électricité.

Taux d'intérêt et de change

La Société conclut des swaps de taux d'intérêt pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé à l'émission future de la dette. Les gains et les pertes découlant de ces swaps de taux d'intérêt qui respectent les critères de la comptabilité de couverture sont pris en compte au moment du règlement et sont constatés uniquement au moment du refinancement de la dette. Les gains ou les pertes sont reportés et amortis dans les intérêts débiteurs sur la durée de la nouvelle dette.

La Société conclut des contrats de change à terme portant sur l'échange de dollars canadiens en dollars américains ou des swaps de devises pour couvrir le risque de change lié à ses achats prévus en dollars américains, et aux remboursements de capital et d'intérêt sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

Les gains ou les pertes découlant des contrats de change à terme visant les achats en dollars américains prévus sont reportés et constatés à la date de règlement à même l'élément sous-jacent. Si la Société met fin au contrat de change à terme, le gain ou la perte réalisé est imputé aux actifs ou passifs reportés et porté aux résultats à la date de règlement de l'élément sous-jacent.

Les gains ou les pertes découlant des contrats de change à terme et des swaps de devises visant les remboursements de capital et d'intérêt en dollars américains sont constatés aux résultats à la date du règlement. Les intérêts courus sont calculés en fonction du taux couvert et l'encours de la dette libellée en dollars américains faisant l'objet de la couverture est converti en dollars canadiens au taux couvert. Si la Société met fin au swap de devises, le gain ou la perte réalisé est imputé aux actifs ou passifs reportés et amorti sur la durée de la dette.

La Société a en outre désigné certains actifs du fonds d'amortissement libellés en dollars américains comme couverture des débentures en circulation libellées en dollars américains. Les actifs du fonds d'amortissement et les débentures en circulation sont convertis en dollars canadiens au taux de change courant, et les gains et pertes qui en découlent sont portés aux résultats de la période en cours.

o. Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

2. Produits

a) Les ventes d'électricité à la Province du Nouveau-Brunswick et à d'autres sociétés d'État sont comptabilisées et payées selon les tarifs commerciaux standards.

b) Les produits totaux comprennent des ventes de 84 millions de dollars (135 millions de dollars en 2003) à des clients aux États-Unis.

3. Amortissement et déclassement

	2004	2003
Amortissement	196 $	190 $
Déclassement	17	26
	213 $	216 $

Au cours de 2003, un passif environnemental de 11 millions de dollars lié à NB Coal a été constitué et imputé aux charges liées au déclassement.

4. Radiation de coûts du système de manutention du combustible

La Société a reçu les approbations sur le plan environnemental et a commencé, en décembre 2002, le projet de remise à neuf de la centrale de 998 MW de Coleson Cove afin de prolonger sa durée d'utilisation et de la convertir en une centrale alimentée à l'Orimulsion^MD.

Le projet comprend également la conception et la construction d'installations et d'un pipeline pouvant transporter l'Orimulsion^MD. La Société a signé un protocole d'entente pour le développement de ces installations. Une jetée fixe, des citernes d'entreposage, des pompes et des conduites devront être ajoutées aux pipelines existants du site choisi qui sont utilisés pour transporter le mazout à la centrale.

Au 31 mars 2004, les dépenses liées au système de livraison du combustible se chiffraient à 47 millions de dollars (1 million de dollars en 2003). La disponibilité de l'Orimulsion^MD est actuellement incertaine et la méthode choisie pour livrer l'Orimulsion^MD sera établie en fonction de la résolution des négociations liées à la livraison d'Orimulsion^MD. Du montant de 47 millions de dollars, on s'attend à ce qu'une tranche de 44 millions de dollars n'apporte aucune valeur à l'égard des services futurs; cette tranche a été passée en charges au cours de l'exercice terminé le 31 mars 2004. Une tranche de 3 millions de dollars demeure affectée aux travaux de construction en cours, jusqu'à la résolution des négociations liées à la fourniture d'Orimulsion^MD et en attendant l'évaluation des options liées à la livraison de combustible (voir la note 16).

5. Frais de financement

	2004	2003
Intérêts débiteurs	240 $	256 $
Moins les revenus tirés du fonds d'amortissement, des fonds en fiducie et des autres placements	(31)	(27)
	209	229
Frais de garantie du gouvernement provincial	20	19
Amortissement des frais reportés du service de la dette	7	6
Gains de change non réalisés	(1)	(3)
Pertes (gains) de change réalisées	(2)	1
	233	252
Moins les intérêts capitalisés	(16)	(10)
	217 $	242 $

Les intérêts versés sur la dette au cours de l'exercice s'établissent à 238 millions de dollars (255 millions de dollars en 2003). Les intérêts reçus sur les placements au cours de l'exercice se chiffrent à 27 millions de dollars (23 millions de dollars en 2003).

6. Encaisse et placements à court terme

	2004	2003
Encaisse	4 $	60 $
Placements à court terme	3	2
	7 $	62 $

7. Immobilisations corporelles

	2004		2003	
	Coût	Amortissement cumulé	Coût	Amortissement cumulé
Centrales électriques	3 742 $	2 052 $	3 731 $	1 926 $
Réseau de transport	284	132	278	126
Postes et sous-stations	428	220	417	213
Réseau de distribution	709	296	719	306
Bâtiments et biens-fonds	59	30	58	29
Système de communications et systèmes informatiques	86	42	79	34
Matériel minier et actifs correspondants	53	52	53	49
Véhicules	50	32	50	30
Actifs divers	18	14	17	12
Construction en cours*	587	—	205	—
	6 016 $	2 870 $	5 607 $	2 725 $

* Les travaux de construction en cours au 31 mars 2004 comprennent des dépenses de 71 millions de dollars (59 millions de dollars en 2003) pour le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Le coût de construction total prévu par la direction pour le projet est de 940 millions de dollars. Le projet n'a pas encore reçu l'approbation finale.

Les travaux de construction en cours au 31 mars 2004 comprennent également des dépenses de 467 millions de dollars (106 millions de dollars en 2003) pour le projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove. Le coût de construction total prévu par la direction pour le projet est de 672 millions de dollars, montant qui pourrait augmenter en fonction de la résolution de négociations liées à la livraison d'Orimulsion^MD et de l'évaluation des options liées à la livraison de combustible. De plus, un montant de 44 millions de dollars a été radié (se reporter à la note 4).

8. Fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié

	2004	2003
Fonds de la gestion du combustible nucléaire irradié		
Les fonds en fiducie de la gestion du combustible nucléaire irradié se composent des fonds ci-dessous :		
1. La Société a constitué un fonds distinct du combustible nucléaire irradié détenu dans un compte de dépôt afin de satisfaire aux conditions des permis de la centrale de Point Lepreau établies par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »).	**76 $**	- $
2. La Société a aussi constitué un fonds en fiducie conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (« LDCN »). En vertu de la LDCN, la Société de gestion des déchets nucléaires a été créée afin de préparer et d'examiner les options et de présenter des recommandations pour la gestion à long terme des déchets nucléaires. Ces recommandations seront présentées d'ici le troisième anniversaire de l'entrée en vigueur de la LDCN. Le gouvernement fédéral déterminera une stratégie à l'égard de la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié selon les recommandations soumises.		
La LDCN oblige les grands propriétaires de combustible nucléaire irradié au Canada à constituer un fonds en fiducie pour financer la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. La LDCN oblige la Société à verser 4 millions de dollars par année au cours des deux prochaines années à son fonds en fiducie. Les autres versements au fonds seront fonction du plan choisi. Le fonds constitué afin de satisfaire aux conditions susmentionnées des permis de la centrale servira également à satisfaire à ces exigences.	**24**	20
	100	20
Fonds de déclassement nucléaire		
La Société a constitué un fonds distinct de déclassement détenu dans un compte de dépôt afin de satisfaire aux conditions des permis de la centrale de Point Lepreau établies par la CCSN.	**76**	-
	176 $	20 $

9. Prestations de retraite reportées

Comme en fait mention la note 1j), les salariés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la Province du Nouveau-Brunswick (le « régime de retraite dans les services publics »). L'actif et le passif du régime de retraite dans les services publics sont calculés au 31 mars 2004, tandis que l'actif et le passif du régime de NB Coal sont calculés au 31 décembre 2003. La plus récente évaluation actuarielle effectuée aux fins de la capitalisation du régime de retraite dans les services publics est datée du 1er avril 2002. La prochaine évaluation actuarielle devra être terminée au 1er avril 2005.

Voici certaines des principales hypothèses établies par la direction :

- taux d'actualisation utilisé au 31 mars 2004 afin de déterminer l'obligation au titre des prestations constituées – 6,5 p. 100 (6,5 p. 100 en mars 2003);
- taux de rendement à long terme prévu de l'actif du régime – 7,5 p. 100;
- augmentations salariales – 2,5 p. 100.

Voici les coûts constatés pour l'exercice :

	2004	2003
Coût des services rendus de l'exercice	**13 $**	12 $
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées	**50**	45
(Gain) ou perte réel sur l'actif du régime	**(153)**	52
Écart entre le rendement prévu et le rendement réel de l'actif du régime	**106**	(103)
Amortissement des gains/pertes et du solde excédentaire transitoire	**8**	(1)
Coûts constatés	**24 $**	5 $

Les actifs et obligations découlant du régime de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de NB Coal attribuables à la quote-part de la Société dans ces régimes se résument comme suit au 31 mars 2004 :

	2004	2003
Actif de la caisse de retraite (juste valeur)	**778 $**	621 $
Obligation au titre des prestations constituées	**810**	756
Déficit du régime de retraite	**(32)**	(135)
Obligation transitoire non amortie	**(40)**	(44)
Pertes non amorties	**139**	247
Actif du régime de retraite	**67 $**	68 $

Conformément aux règlements, les salariés ont versé une cotisation de 10 millions de dollars (10 millions de dollars en 2003) tandis que la Société a versé 23 millions de dollars (12 millions de dollars en 2003) au régime au cours de l'exercice. L'excédent de l'ensemble des cotisations versées à ce jour au régime de retraite sur la charge de retraite, qui s'élève à 67 millions de dollars (68 millions de dollars en 2003), a été constaté à titre d'actif à la rubrique Frais reportés.

10. Dette à long terme

	2004	2003
Débenture garantie par la Province du Nouveau-Brunswick	**125 $**	125 $
Débentures détenues par la Province du Nouveau-Brunswick	**3 155**	2 998
Autres emprunts	**6**	8
	3 286	3 131
Moins : paiements exigibles à moins de un an	**69**	132
Dette à long terme	**3 217**	2 999
Moins : fonds d'amortissement	**403**	387
	2 814 $	2 612 $

Débentures

Échéance	Taux d'intérêt nominal moyen	Libellées en dollars CA	Libellées en dollars US	2004	2003
Exercices se terminant les :					
31 mars 2004	7,5 %	– $	– $	– $	100 $
31 mars 2005	2,7 %	36	–	**36**	–
31 mars 2006	5,7 %	436	–	**436**	400
31 mars 2007	5,6 %	106	–	**106**	70
31 mars 2008	4,7 %	39	317	**356**	317
31 mars 2009	7,3 %	275	–	**275**	–
1 an à 5 ans	5,7 %	892	317	**1 209**	887
6 ans à 10 ans	7,2 %	1 275	319	**1 594**	1 459
11 ans à 30 ans	8,8 %	150	327	**477**	777
Débentures		2 317 $	963 $	**3 280 $**	3 123 $
Emprunts remboursables en versements annuels, comprenant le capital et les intérêts, à des taux variant de 4,5 % à 8,26 % par année jusqu'en 2011				**6**	8
Total de la dette à long terme				**3 286 $**	3 131 $

Le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débentures en cours au 31 mars 2004 était de 6,89 p. 100 (7,24 p. 100 en 2003).

Le solde des débentures libellées en dollars américains en cours au 31 mars 2004 était de 650 millions de dollars US (650 millions de dollars en 2003).

Obligations relatives à la dette à long terme et au fonds d'amortissement

Les versements en capital à effectuer sur la dette à long terme et les obligations relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 2004 étaient les suivants pour chacun des exercices compris dans la période de cinq ans se terminant le 31 mars 2009 :

Exercice se terminant le 31 mars 2005	69 $
Exercice se terminant le 31 mars 2006	469
Exercice se terminant le 31 mars 2007	134
Exercice se terminant le 31 mars 2008	380
Exercice se terminant le 31 mars 2009	297

Swaps de devises

a) Débentures à 7,625 p. 100, échéant en février 2013 – 100 millions de dollars US
La Société a conclu un swap de devises auprès de banques canadiennes qui a pour effet de fixer un taux d'intérêt réel de 7,75125 p. 100 sur le notionnel de cette dette équivalant à 159 millions de dollars CA.

b) Débentures à 6,75 p. 100, échéant en août 2013 – 100 millions de dollars US
La Société a conclu un swap de devises auprès de banques canadiennes qui a pour effet de fixer un taux d'intérêt réel de 6,80025 p. 100 sur le notionnel de cette dette équivalant à 159 millions de dollars CA.

c) Débentures à 3,50 p. 100, échéant en octobre 2007 – 200 millions de dollars US
La Société a conclu un swap de devises auprès de la Province du Nouveau-Brunswick qui a pour effet de fixer un taux d'intérêt réel de 4,7925 p. 100 sur le notionnel de cette dette équivalant à 317 millions de dollars CA.

Frais de garantie

La Société paie annuellement des frais de garantie à la Province du Nouveau-Brunswick qui correspondent à 0,6489 p. 100 du total de la dette à long terme garantie par la Province, des débentures détenues par la Province et de la dette à court terme envers la Province, déduction faite du solde détenu dans le fonds d'amortissement, établi à la fin de l'exercice précédent.

11. Dette à court terme

La Société emprunte, à des fins temporaires, des fonds de la Province du Nouveau-Brunswick. Les emprunts à court terme contractés auprès de la Province du Nouveau-Brunswick totalisent 477 millions de dollars au 31 mars 2004 (295 millions de dollars en 2003). À l'occasion, la Société peut également contracter des emprunts auprès de banques, lesquels sont remboursables sur demande. La Société dispose de marges de crédit bancaire, garanties par la Province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 89 millions de dollars.

NB Coal a des marges de crédit bancaire totalisant 4 millions de dollars qui sont garanties par une cession générale de ses créances.

12. Déclassement des installations et gestion du combustible nucléaire irradié

La centrale nucléaire de la Société produit du combustible nucléaire irradié sous forme de grappes nucléaires radioactives. Le combustible nucléaire irradié devra être évacué et la centrale nucléaire, démantelée et déclassée à la fin de sa durée d'utilisation.

La Société devra aussi déclasser les centrales thermiques à la fin de leur durée d'utilisation.

Le passif au titre du déclassement des installations et de la gestion du combustible nucléaire irradié s'établit comme suit :

	2004	2003
Gestion du combustible nucléaire irradié		
Solde au début	**61 $**	56 $
Plus : passifs engagés	**1**	1
Plus : charge de désactualisation	**4**	4
Solde à la fin	**66**	61
Déclassement de la centrale nucléaire		
Solde au début	**129**	120
Plus : charge de désactualisation	**9**	9
Solde à la fin	**138**	129
Déclassement des centrales thermiques		
Solde au début	**35**	33
Plus : charge de désactualisation	**2**	2
Moins : dépenses	**1**	—
Solde à la fin	**36**	35
Total du passif au titre du déclassement des installations et de la gestion du combustible nucléaire irradié à la fin	**240 $**	225 $

Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié représente le coût à engager pour la gestion des grappes de combustible nucléaire radioactif générées par la centrale nucléaire. Le passif est partiellement capitalisé (se reporter à la note 8). Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 454 millions de dollars;
- pour s'acquitter de l'obligation liée à la gestion du combustible nucléaire irradié, des dépenses en espèces devront être engagées jusqu'en 2047;
- le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société qui a servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs est de 7,1 p. 100;
- la fin de la durée d'utilisation de la centrale est l'année 2010.

Passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire

Le passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire représente les coûts à engager pour déclasser la centrale nucléaire après sa durée d'utilisation. Le passif est partiellement capitalisé (se reporter à la note 8). Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 478 millions de dollars;
- pour s'acquitter de l'obligation liée au déclassement de la centrale nucléaire, des dépenses en espèces devront être engagées jusqu'en 2052;
- le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société qui a servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs est de 7,1 p. 100;
- la fin de la durée d'utilisation de la centrale est l'année 2010.

Passif au titre du déclassement des centrales thermiques

Le passif au titre du déclassement des centrales thermiques représente les coûts à engager pour déclasser les centrales thermiques après leur durée d'utilisation. Le passif n'est pas capitalisé. Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 94 millions de dollars;
- pour s'acquitter de l'obligation liée au déclassement des centrales thermiques, des dépenses en espèces devront être engagées jusqu'en 2033;
- le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société qui a servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs est de 7,1 p. 100.

13. Autres passifs reportés

	2004	2003
Programmes de retraite anticipée	30 $	24 $
Programme d'allocations de retraite	15	13
Autres avantages sociaux futurs à payer	1	1
Obligation environnementale de NB Coal	10	11
	56	49
Moins : montants échéant à moins de un an	3	4
	53 $	45 $

Obligation au titre des allocations de retraite

Le taux d'intérêt ayant servi au calcul de cette obligation s'élève à 6,5 p. 100, et le taux de croissance présumé des salaires est de 2,5 p. 100. Les plus récents calculs actuariels datent du 1er avril 2003.

L'obligation au titre des allocations de retraite s'élevait à 28 millions de dollars au 31 mars 2004 (27 millions de dollars en 2003). La charge au titre des allocations de retraite pour l'exercice terminé le 31 mars 2004 s'établissait à 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2003). L'excédent du montant cumulatif passé en charges sur les montants versés en vertu du programme d'allocations de retraite est présenté à titre de passif reporté.

Obligation environnementale de NB Coal

Au cours de l'exercice précédent, la Société et sa filiale, NB Coal, ont élaboré un plan à long terme visant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Le plan prévoit la construction d'une usine permanente de traitement des eaux qui servira à traiter les eaux de cet emplacement aussi longtemps que ce sera nécessaire. En 2003, NB Coal a constaté une obligation environnementale correspondant à la valeur nette actualisée des coûts futurs prévus.

	2004	2003
Solde au début	11 $	— $
Plus : passifs engagés	—	11
Plus : charge de désactualisation	1	1
Moins : dépenses	2	1
Solde à la fin	**10 $**	**11 $**

14. Montants imputés ou crédités à l'exploitation, mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice

	2004	2003
Amortissement et déclassement	213 $	216 $
Amortissement des frais reportés du service de la dette	7	6
Gains de change non réalisés	(1)	(3)
Passif engagé au titre du combustible nucléaire irradié	1	1
Charges liées au programme de retraite moins le financement connexe	7	3
Charge de retraite moins le financement connexe	1	(7)
Radiation de coûts liés au système de manutention du combustible	44	—
Autres	2	—
	274 $	216 $

15. Instruments financiers

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur des instruments financiers a été estimée à partir du cours du marché ou à partir des évaluations fournies par des tiers à l'égard d'instruments réels ou semblables à la fin de l'exercice, à moins d'indication contraire.

Gestion du risque de change et du risque de taux d'intérêt

Au 31 mars 2004, la Société détient des swaps de devises qui couvrent efficacement les paiements de capital et d'intérêt, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Swaps de devises	2004	2003
Montant de la dette libellée en dollars US (en millions)	**400 $**	400 $
Taux d'intérêt moyen pondéré	**6,04 %**	6,04 %
Taux de change moyen pondéré	**1,5883**	1,5883
Juste valeur du passif (en millions)	**(122) $**	(21) $

Au 31 mars 2004, la Société détient des contrats de change à terme échéant au cours des dix-huit prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Contrats de change	2004	2003
Engagements d'achat nets en dollars US (en millions)	**186 $**	263 $
Taux de change moyen pondéré	**1,4879**	1,5554
Juste valeur du passif (en millions)	**(18) $**	(17) $

Gestion du risque lié au prix des combustibles

Au 31 mars 2004, la Société détient des swaps de prix du mazout lourd qui viennent à échéance au cours des douze prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Swaps de prix du mazout lourd	2004	2003
Notionnel (en barils)	**3,3 millions**	3,2 millions
Moyenne pondérée prix fixe/baril (en dollars US)	**21,92 $**	17,89 $
Juste valeur de l'actif (en millions)	**9 $**	8 $

Au 31 mars 2004, la Société détient des swaps de prix du gaz naturel qui viennent à échéance au cours des dix-huit prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Swaps de prix du gaz naturel	2004	2003
Notionnel (en btu)	**10,1 millions**	1,3 million
Moyenne pondérée prix fixe/btu (en dollars US)	**5,95 $**	3,92 $
Juste valeur de l'actif (en millions)	**14 $**	4 $

En vertu de ces swaps, la Société convient d'échanger des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe pour une quantité de combustible donnée et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant à la même quantité de combustible. L'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement est pris en compte dans les achats d'électricité ou la charge liée au combustible.

Juste valeur de la dette et du fonds d'amortissement

Dette à long terme		en millions
	2004	2003
Dette à long terme		
Valeur comptable	**3 286 $**	3 131 $
Juste valeur	**3 879 $**	3 639 $
Fonds d'amortissement		
Valeur comptable	**403 $**	387 $
Juste valeur	**452 $**	420 $

Juste valeur du fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié

Fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié		en millions
	2004	2003
Valeur comptable	**176 $**	20 $
Juste valeur	**183 $**	20 $

Juste valeur des autres actifs et passifs financiers

La juste valeur de tous les autres actifs et passifs financiers ne diffère sensiblement pas de leur valeur comptable.

Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations. La Société effectue des évaluations exhaustives des débiteurs avant d'octroyer du crédit et surveille activement la santé financière de ses débiteurs de façon régulière. Le risque de crédit maximal est réputé correspondre à la somme des débiteurs, déduction faite des provisions applicables, et du total des gains non réalisés sur les autres instruments financiers exposés au risque de crédit. Déduction faite des provisions applicables, les débiteurs se chiffrent à 181 millions de dollars (188 millions de dollars en 2003). Le total des gains non réalisés sur les autres instruments financiers exposés au risque de crédit s'élève à 23 millions de dollars (12 millions de dollars en 2003).

16. Engagements et éventualités

Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove

Au 31 mars 2004, les dépenses visant la remise à neuf, le prolongement de la durée d'utilisation et l'installation de l'équipement de contrôle des émissions se chiffrent à 467 millions de dollars (106 millions de dollars en 2003). La remise à neuf devrait être achevée d'ici janvier 2005 (se reporter à la note 7).

Quai de Belledune

La Société a conclu un contrat de location-exploitation visant les installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de vingt ans et des charges annuelles d'environ 5 millions de dollars.

Centrale de Courtenay Bay

La Société a conclu un contrat de location des installations qui échoit en 2021 et est assorti d'une option de prorogation de cinq ans. Le locataire a réequipé une tranche existante de 100 MW pour la transformer en une tranche au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW, dont l'exploitation commerciale a débuté en septembre 2001.

La Société a également conclu un contrat d'achat d'électricité et d'accès au transport connexe qui prend fin en 2021 et est assorti d'une option de prorogation de cinq ans avec le même tiers. La Société achètera toute l'énergie électrique produite par la tranche au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW au cours de la période hivernale, du 1er novembre au 31 mars et, à l'occasion, une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

Contrats d'achat d'électricité

La Société a conclu un contrat d'achat d'électricité d'une durée de vingt ans portant sur l'achat de toute la capacité et l'énergie électrique produite par une centrale de cogénération de 90 MW dont la production devrait commencer en décembre 2004.

La Société a également un contrat d'achat d'électricité en cours portant sur la capacité et l'énergie d'une centrale de cogénération de 38,5 MW, contrat qui prend fin en 2027.

Contrat de transport du gaz

La Société a conclu un contrat échéant en 2015 portant sur le transport garanti du gaz naturel vers la centrale réequipée de Courtenay Bay. Le coût du transport sera recouvré auprès du locataire de la centrale dont le nom figure dans le contrat de location.

Approvisionnement en Orimulsion^MC

La Société a conclu un contrat auprès de Bitor America Corporation portant sur l'achat d'Orimulsion^MC pour la centrale de Dalhousie jusqu'en 2010. La Société a également signé une lettre de conditions et négocié, auprès de Bitor America Corporation, un contrat d'une durée de vingt ans visant l'achat d'Orimulsion^MC pour la centrale de Coleson Cove à compter de 2004. En février 2004, la Société a intenté une poursuite contre Bitor America Corporation et Petróleos de Venezuela (« PDVSA ») pour rupture de contrat. La poursuite a été intentée contre le fournisseur d'Orimulsion^MC afin de conserver les avantages du contrat à l'égard de la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove.

Matériel informatique

La Société a conclu des contrats de location-exploitation de matériel informatique. Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu des contrats de location sont les suivants :

	2004	2003
2005	4 $	3 $
2006	2	1
2007	1	—
	7 $	4 $

17. Restructuration

En avril 2003, la Province du Nouveau-Brunswick a promulgué la *Loi sur l'électricité*. Cette loi prévoit ce qui suit :

- La restructuration de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick en cinq corporations de la Couronne :
  - Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick;
  - Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick;
  - Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick;
  - Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick;
  - Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick.
- La création d'une corporation appelée l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. Le principal objectif de cet organisme sans but lucratif sera de diriger de façon indépendante les opérations du marché de l'électricité et de maintenir la fiabilité du réseau qu'il contrôle.
- La constitution de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Cette corporation offrira financement et appui financier, au besoin, aux nouvelles corporations d'exploitation jusqu'à ce qu'elles soient en mesure de contracter elles-mêmes des emprunts.

La Loi prévoit en outre que la Province du Nouveau-Brunswick peut :

- faire en sorte que la Corporation de production vende l'ensemble ou une partie de ses actifs qui sont les installations de production de Coleson Cove ou qu'elle conclut un arrangement, notamment une fiducie, un bail ou un crédit-bail, un partenariat ou un contrat de société, une coentreprise ou une entente exécutoire relativement à la centrale de Coleson Cove;
- faire en sorte que la Corporation d'énergie nucléaire conclut un arrangement, notamment une fiducie, un bail ou un crédit-bail, un partenariat ou un contrat de société, une coentreprise ou une entente exécutoire relativement à la centrale nucléaire de Point Lepreau;
- décréter le transfert ou la mutation, selon le cas, des dirigeants, des employés, des actifs, des passifs, des droits et des obligations de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick à la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick, aux quatre corporations d'exploitation, à l'Exploitant du réseau et à la Corporation financière de l'électricité. Le transfert des actifs, des passifs, des droits et des obligations sera effectué à la valeur comptable.

La Loi a reçu la sanction royale le 11 avril 2003 et devrait entrer en vigueur par proclamation au cours de l'exercice 2004-2005.

18. Chiffres correspondants

Certains chiffres de l'exercice 2003 ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice 2004.

Aperçu statistique

Bilan de la production

en millions de KWh

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Hydroélectrique	**3 191**	2 057	1 910	2 373	3 018
Thermique	**10 838**	11 510	12 206	12 507	9 783
Nucléaire	**5 120**	4 284	4 938	3 699	4 323
Turbines à combustion	**50**	57	13	39	19
Achats	**1 371**	1 752	1 945	2 092	4 712
Production brute et achats	**20 570**	19 660	21 012	20 910	21 835
Auxiliaires	**1 012**	1 044	1 121	1 086	985
Production nette et achats	**19 558**	18 616	19 891	19 824	20 850
Pertes – transformation et transport	**614**	648	498	603	688
Énergie totale disponible pour la distribution	**18 944**	17 968	19 393	19 221	20 162

Bilan des ventes

en millions de KWh

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Ventes en gros	**1 227**	1 218	1 132	1 171	1 126
Usage industriel	**6 170**	6 156	6 007	6 068	5 924
Usage général	**2 257**	2 218	2 119	2 111	2 093
Usage domestique	**4 920**	4 874	4 463	4 587	4 371
Éclairage public	**74**	74	74	74	73
Ventes totales dans la province	**14 648**	14 540	13 795	14 011	13 587
Interconnexions	**3 922**	3 069	5 264	4 878	6 255
Ventes totales	**18 570**	17 609	19 059	18 889	19 842
Pertes de distribution	**374**	359	334	332	320
Distribution et vente totale d'énergie	**18 944**	17 968	19 393	19 221	20 162

Bilan des ventes

en millions

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Ventes en gros	**80 $**	77 $	70 $	73 $	71 $
Usage industriel	**306**	316	294	298	288
Usage général	**196**	190	180	178	176
Usage domestique	**409**	393	358	364	340
Éclairage public	**18**	17	17	18	13
Ventes totales dans la province	**1 009**	993	919	931	888
Interconnexions	**246**	227	359	332	329
Vente de puissance	**1 255**	1 220	1 278	1 263	1 217
Divers	**56**	53	41	46	31
Revenu total	**1 311 $**	1 273 $	1 319 $	1 309 $	1 248 $

Bilan de la production provinciale

en millions de KWh

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Hydroélectrique	**3 191**	2 057	1 910	2 373	3 019
Charbon et coke de pétrole	**3 644**	3 886	3 500	3 762	3 677
Mazout lourd	**2 462**	3 235	2 706	3 232	1 796
Orimulsion[1]	**1 494**	1 892	1 618	1 761	1 830
Nucléaire	**4 644**	4 101	4 638	3 567	3 980
Turbines à combustion	**23**	24	4	12	4
Achats	**1 223**	1 405	1 344	1 302	1 249
Production brute et achats	**16 621**	16 600	15 720	16 009	15 955
Auxiliaires	**984**	1 053	1 093	1 065	958
Production nette et achats	**15 637**	15 547	14 627	14 944	14 997
Pertes – transformation et transport	**614**	646	498	603	688
Énergie totale disponible pour la distribution	**15 023**	14 899	14 129	14 341	13 909

Demande et capacité de production de pointe

MW

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Capacité de production nette du parc	**3 770**	3 770	3 769	3 774	4 119
Achats de puissance garantie	**506**	505	499	347	349
Ressources totales disponibles	**4 276**	4 275	4 268	4 121	4 468
Demande de pointe provinciale nette	**3 340**	3 089	2 768	2 893	2 856
Exportations garanties	**366**	590	863	464	427
Réserve d'exploitation	**657**	665	668	668	612
Total de la demande garantie	**4 363**	4 344	4 299	4 025	3 895

Statistiques d'exploitation

au 31 mars

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Lignes de transport (en km)	**6 689**	6 696	6 685	6 706	6 660
Lignes de distribution (en km)	**19 863**	19 704	19 571	19 008	18 876
Nombre de clients résidentiels	**293 545**	290 310	286 464	283 743	280 513
Nombre de clients industriels	**1 910**	1 942	1 864	1 851	1 847
Nombre de clients – usage général	**24 024**	23 963	22 635	23 535	23 345
Nombre de clients – à consommation non mesurée	**2 404**	2 620	2 710	2 901	3 250
Clients directs	**321 783**	318 735	314 683	312 030	308 955
Clients indirects	**41 056**	41 502	41 777	41 694	41 978
Total des clients	**363 439**	360 237	356 460	353 724	350 933
Emploi permanents	**2 667**[1]	2 595	2 489	2 429	2 445
Emplois temporaires	**92**[1]	141	131	77	84
Nombre d'employés – NB Coal Limited	**70**	76	76	101	102
Total des employés	**2 829**	2 762	2 696	2 608	2 631

1. Compte tenu du remplacement de 80 CMR par des effectifs permanents et additionnels, et de l'élimination d'autres augmentations de la semaine par l'heure.

1. À partir de 2003-2004, les fonctionnaires employés par entreprises collectives à contrats de services permanents apparaissent au total. Les données pour les années précédentes ont été ajustées de manière à correspondre.

Résumé de l'état des résultats

en millions

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Recettes dans la province	**1 009 $**	993 $	919 $	931 $	888 $
Recettes hors de la province	**246**	227	359	332	329
Divers	**56**	92	41	46	81
Total des combustibles et des achats d'électricité	**487**	529	492	504	398
Exploitation, entretien et administration	**388**	364	339	352	337
Amortissement et déclassement	**213**	216	213	218	262
Radiation de coûts liés au système de manutention du combustible	**44**	–	–	–	–
Frais de financement	**217**	242	256	255	268
Bénéfice net (perte)	**(19) $**	(17) $	71 $	88 $	51 $

Données tirées du bilan

au 31 mars – en millions

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Actif					
Actif à court terme	**287 $**	356 $	293 $	313 $	286 $
Biens fonds, installations et équipement	**3 146**	2 982	2 960 $	2 839	3 029
Actif à long terme	**176**	28	–	–	17
Charges reportées	**120**	130	103	78	80
Actif total	**3 729 $**	3 381 $	3 356 $	3 329 $	3 382 $
Passif et déficit					
Passif courant	**817 $**	682 $	941 $	584 $	628 $
Dette à long terme	**2 614**	2 632	2 171	2 624 $	2 579
Passif reporté	**293**	278	264	231	215
Déficit	**(195)**	(177)	(100)	(110)	(39)
Total du passif et déficit	**3 729 $**	3 387 $	3 296 $	3 329 $	3 382

Résumé de l'encaisse

en millions

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Encaisse d'exploitation	**256 $**	139 $	214 $	214 $	229 $
Changement à l'encaisse	**29**	74	(25)	16	22
Paiements – Hydro en fiducie nucléaire	**(156)**	(20)	–	–	–
Autre	**(8)**	(7)	–	–	–
Activités d'exploitation	**121**	126	189	230	251
Activités de financement	**321**	131	(104)	(91)	(140)
Activités de placement	**(497)**	(212)	(135)	(116)	(54)
Entrées (sorties) de fonds nettes	**(55)**	45	(40)	23	27
Encaisse et placements à court terme					
Début de l'exercice	**62**	17	57	34	7
Fin de l'exercice	**7 $**	62 $	17 $	57 $	34 $

Frais de financement

en millions

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Frais d'intérêt	**240 $**	256 $	265 $	282 $	309
Revenu tiré du fonds d'amortissement et d'autres placements	**(31)**	(27)	(24)	(25)	(28)
Frais de garantie du gouvernement provincial	**20**	19	19	19	20
Amortissement des frais reportés liés à la dette	**7**	8	4	4	5
(Gain) ou perte sur change	**(3)**	(2)	(3)	75	(36)
Intérêts capitalisés	**(16)**	(10)	(5)	(4)	(2)
Frais de financement nets	**217 $**	242 $	256 $	355 $	268 $

Ratios financiers

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Marge d'exploitation [1]	**13,9 %**	11,8 %	19,4 %	18,6 %	24,3 %
Encaisse d'exploitation / dépenses en capital [2]	**0,52x**	0,66x	1,73x	1,84x	4,24x
Encaisse d'exploitation / dette totale	**0,08x**	0,07x	0,36x	0,07x	0,08x
Dette / capital [3]	**106 %**	106 %	104 %	104 %	101 %
Ratio de couverture de l'intérêt [4]	**0,08x**	0,03x	1,36x	- 1,00x	1,10x

Autres statistiques

	2003-2004	2002-2003	2001-2002	2000-2001	1999-2000
Augmentation tarifaire [1]	**2,6 %**	2,1 %	-	3,0 %	
IPC (Nouveau Brunswick)	**3,4 %**	3,4 %	1,7 %	3,2 %	1,6 %
Augmentations du PIB (Nouveau Brunswick)	**2,0 %**	4,0 %	1,0 %	3,1 %	6,1 %
Dépenses d'investissement (en millions) [2]	**497 $**	212 $	135 $	116 $	54 $
Modification, de la dette totale (en millions)	**321 $**	149 $	(61) $	- $	(206) $
Répartition en pourcentage de la dette à long terme					
Dollar canadien	**71 %**	68 %	68 %	67 %	69 %
Dollar américain	**29 %**	32 %	32 %	33 %	31 %
Moyenne pondérée des taux d'intérêt	**6,9 %**	7,2 %	8,1 %	8,4 %	8,9 %
Dollar canadien - au 31 mars	**0,753 $**	0,681 $	0,679 $	0,634 $	0,686 $

Glossaire des raisons sociales, des acronymes et des abréviations

Raisons sociales

La Société d'énergie Nouveau-Brunswick	Énergie NB, ENB
La Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick*	Holding Énergie NB, HENB
La Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick*	Production Énergie NB, PENB
La Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick*	Énergie nucléaire NB, ENNB
La Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick*	Transport Énergie NB, TENB
La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick*	Distribution et Service à la clientèle Énergie NB, DSCENB
La Corporation de Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick*	Coleson Cove Énergie NB, CCENB

Autres entreprises

EACL	Énergie atomique du Canada limitée
BITOR	Bitumenes Orinoco
ACE	Association canadienne de l'électricité
ANC	Association nucléaire canadienne
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FIOE	Fraternité internationale des ouvriers en électricité
ISO-N	Independent System Operator of New England
MECL	Maritime Electric Company Limited
CFENB	Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick
ERNB	Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick
NERC	North American Electrical Reliability Council
NPCC	Northeast Power Co-ordinating Council
OGDN	Organisation de gestion des déchets nucléaires
PDVSA	Petroleos de Venezuela
WANO	World Association of Nuclear Operators

Agences de réglementation et d'État

CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
MEGL	Ministère provincial de l'Environnement et des Gouvernements locaux
ONE	Office national de l'énergie
CESP	Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick

Acronymes et abréviations commerciaux

RAII	Résultat avant intérêts et impôts
CCR	Centre de conduite du réseau
SGE	Système de gestion environnementale
GE	Plans de gestion environnementale
EGES	Émissions des gaz à effet de serre
ML	Mazout lourd
LIT	Ligne internationale de transport
kV	Kilovolt
IEI	Impôts d'entreprise importante
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
EEA	Exploitation, entretien et administration
OASIS	Données en temps réel sur l'accès ouvert
TART	Tarif d'accès au réseau de transport
PPA	Power Purchase Agreement (entente d'achat d'énergie)
Capitaux ordinaires	Dépenses en capital pour maintenir les mouvements de caisse à partir des activités d'exploitation
AP	Appel de propositions
RCP	Rendement des capitaux propres
SAIDI	Durée moyenne des pannes du réseau
SAIFI	Fréquence moyenne des pannes du réseau
TWh	Térawattheure
CAF	Contrat d'achat ferme

* Cette formule juridique évoluera à partir de la structure actuelle au moment de la proclamation de la nouvelle *Loi sur l'électricité*, prévue en 2004-2005.

Régie d'entreprise

Conseil d'administration

Le conseil d'administration (le «conseil») s'engage à respecter de hautes normes de gouvernance d'entreprise afin d'atteindre la mission établie de la Société, ainsi que ses objectifs commerciaux. Les pratiques en matière de gouvernance suivent les recommandations de plusieurs organismes et sont à l'étude actuellement en raison de la restructuration, des modifications causées par la nouvelle *Loi sur l'électricité* et de l'évolution des normes ailleurs.

Le conseil a jusqu'à dix membres indépendants nommés par le gouvernement provincial. Le président et chef de la direction est membre d'office du conseil et de ses comités. Chaque administrateur doit signer une déclaration sur les relations d'emploi, commerciales et personnelles qui pourraient nuire à sa capacité d'agir dans les meilleurs intérêts de la Société, ou que quelqu'un pourrait raisonnablement percevoir comme telles. Le conseil se réunit régulièrement. Le conseil et ses comités peuvent se rencontrer de temps en temps sans la haute direction. Pour aider ses membres, le conseil a établi des lignes directrices définissant leurs tâches et leurs responsabilités, et il offre aux nouveaux membres un programme d'orientation et de renseignements stratégiques et opérationnels.

Le conseil doit assurer la direction et la gestion efficace des programmes suivants :

- planification stratégique
- recommande et suit le rendement du président et chef de la direction
- relève de la haute direction
- gestion des risques commerciaux d'entreprise
- comptabilité/rapports financiers (vérification indépendante et risque, contrôles financiers, conformité aux lois)
- communication

Le conseil établit les objectifs commerciaux et les attentes en matière de rendement. La haute direction est responsable des activités commerciales et peut poursuivre des initiatives conformes aux budgets, aux politiques et aux orientations stratégiques approuvées. Lors de ses réunions régulières, la haute direction présente des rapports sur l'exploitation et les enjeux évoluants.

Activités du conseil

En 2003-2004, le conseil s'est réuni 14 fois pour approuver les programmes, les cibles de rendement et les budgets de la gestion, y compris le plan d'entreprise et les prévisions financières 2004-2005 à 2006-2007. Chaque comité du conseil se penchait sur un secteur en particulier :

- **Le comité de restructuration financière** a offert de la direction sur les questions financières et de restructuration du marché et a assuré la liaison avec le gouvernement provincial. Lors de deux réunions, le comité a dirigé la restructuration du holding et des filiales, ainsi que les questions connexes de gouvernance, de gestion, de dotation en personnel et de finances.

- **Le comité de vérification** a évalué l'intégrité des rapports financiers, des systèmes d'information de gestion et de contrôles internes et les processus de vérification. Le comité était en communication directe avec les vérificateurs indépendants et les a rencontrés sans la présence des gestionnaires. Il a aussi surveillé les plans et les contrôles de gestion des risques commerciaux. Durant quatre réunions, il a révisé et approuvé les états financiers, surveillé le processus de gestion des risques et révisé l'amortissement.

- **Le comité de ressources humaines et gouvernance d'entreprise** a révisé la stratégie en matière de ressources humaines et la rémunération des employés non syndiqués. Il a surveillé la restructuration de la division de Ressources humaines de l'entreprise en fonction de la restructuration d'Énergie NB. Il a assuré la diligence raisonnable en matière de santé et de sécurité et surveillé les travaux relatifs à la planification de la relève, aux pensions de retraite et aux avantages sociaux. Ce comité s'est réuni sept fois.

- **Le comité d'environnement** a révisé la conformité à la politique environnementale de l'entreprise, a surveillé les programmes de gestion de l'environnement et a révisé le *Rapport de rendement environnemental*. De plus, il a surveillé l'implantation des systèmes de gestion de l'environnement, les vérifications de conformité, le renouvellement des permis et les aspects environnementaux des projets d'immobilisations. Des vérificateurs externes ont évalué l'étendue, la valeur et la divulgation des principales responsabilités et possibilités environnementales. Ce comité s'est réuni trois fois.

Le conseil se penche actuellement sur les nouvelles pratiques à la lumière de l'évolution de la gouvernance, surtout sur la loi *Sarbanes-Oxley* aux États-Unis et sur les nouvelles lois prévues en Ontario. L'étude comprend la mise à jour du manuel de gouvernance et des modifications aux profils pour les nouveaux membres possibles, au plan d'entreprise, aux rapports d'exploitation et à l'agrément des contrôles internes.

Conseil d'administration

Leon R. Furlong
Président

M. Furlong est président et directeur général sortant de Service Croix Bleue de l'Atlantique. Il siège également au conseil d'administration de plusieurs entreprises, dont la Compagnie d'Assurance-Vie Croix Bleue du Canada et Resurgo Inc.

Jean-Marc Violette
Vice-président

M. Violette est un agriculteur et un gestionnaire de lots boisés, à Saint-Léonard. Il a été actif dans le secteur agricole et a siégé au Bureau d'examen de l'endettement agricole et à l'Office de prêts au développement agricole.

Barbara S. Bender*

Mme Bender est vice-présidente de Spartan Systems, à Saint John, et a été directrice générale de l'Institut des comptables agréés du Nouveau-Brunswick. Elle est directrice et membre du comité de vérification du régime de retraite dans les services publics. Mme Bender représente également le public au Collège des médecins et chirurgiens du Nouveau-Brunswick.

David D. Hay
Président et chef de la direction

M. Hay est devenu président et chef de la direction en mars 2004. Durant huit ans, il a été directeur général de Delgatie Inc., une firme conseil en services financiers. Auparavant, il a assumé les fonctions de premier vice-président et de directeur à Merrill Lynch Canada inc. et de directeur général à la Division des services bancaires d'investissement de la même firme à Londres, en Angleterre.

Philippe DesRosiers

Ancien vice-président de la Banque Nationale, M. DesRosiers était chargé des services bancaires aux petites, moyennes et grandes entreprises dans la région de l'Atlantique. Il est également président du conseil d'administration de la Fondation de l'Hôpital Docteur Georges-L.-Dumont et siège au conseil d'administration d'Assomption Vie.

Lino J. Celeste

M. Celeste est membre du conseil d'administration d'Aliant Inc. et de la Financière Manuvie. Il est également président de la Saint John Foundation.

Roger Clinch*

M. Clinch occupe la fonction de cadre supérieur chez Noranda au Nouveau-Brunswick où il est responsable des services de communication et d'information.

Bernard Cyr

M. Cyr, propriétaire de Cyr Holdings (qui dirige l'hôtel Château Moncton), met en valeur des biens immobiliers à usage commercial et exploite plusieurs restaurants. Il est également propriétaire et franchiseur du groupe Dooly. M. Cyr est membre du conseil d'administration de la Banque Nationale du Canada et de la Fondation de l'Hôpital Docteur Georges-L.-Dumont.

Thomas Soucy

M. Soucy est directeur général du Groupe Westco à Saint-François, au Nouveau-Brunswick. Il est membre du Conseil canadien des transformateurs d'œufs et de volailles et siège au conseil d'administration d'une entreprise d'exploitation forestière au Québec.

* Son mandat a expiré le 31 mars 2004

Comités du conseil

Comité de vérification
Barbara Bender – présidente
Lino J. Celeste
Leon R. Furlong
Jean-Marc Violette
Thomas Soucy

(Le mandat de Barbara Bender a expiré le 31 mars 2004 et Lino J. Celeste en assumera la présidence.)

Comité de l'environnement
Philippe DesRosiers – président
Roger Clinch
Jean-Marc Violette
Leon R. Furlong

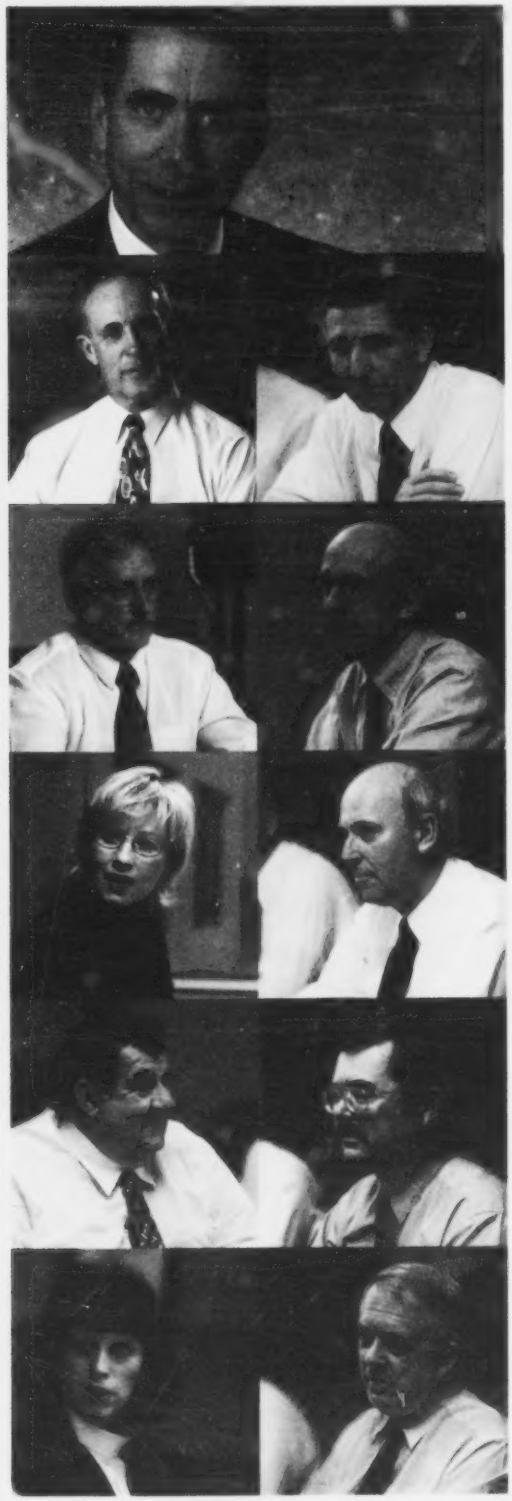
(Le mandat de Roger Clinch a expiré le 31 mars 2004.)

Comité des régimes de retraite et de gouvernance d'entreprise
Roger Clinch – président
Leon R. Furlong
Lino J. Celeste
Bernard Cyr
Philippe DesRosiers
Jean-Marc Violette

(Le mandat de Roger Clinch a expiré le 31 mars 2004 et Leon R. Furlong en assumera la présidence.)

Comité de rémunération des cadres
Leon R. Furlong – président
Lino J. Celeste
Philippe DesRosiers

Haute direction



David D. Hay

Président et chef de la direction

M. Hay est devenu président et chef de la direction en mars 2004. Au moment de sa nomination, il était directeur général de Delgatie Inc., un cabinet d'experts-conseils en finances, depuis huit ans. Il a aussi été vice-président principal et directeur de Merrill Lynch Canada Inc., ainsi que directeur général de leur division de banques d'investissement à Londres.

Darrell Bishop

Vice-président, Production classique

M. Bishop est entré à Énergie NB en 1971 à titre d'ingénieur, Commandes. Il a occupé une série de postes à des niveaux de responsabilité croissants dans les secteurs de l'exploitation des réseaux, de l'élaboration des contrats, de la planification, de l'ingénierie et du service à la clientèle. Il est devenu directeur, Commercialisation de l'énergie et combustibles au sein de Production, en 1999. Il a été nommé au poste de vice-président en 2004.

Wayne Snowdon

Vice-président, Transport

M. Snowdon a été nommé directeur général, Transport en 2002 et vice-président en 2004. Quand il était directeur du Centre de conduite du réseau, il surveillait l'exploitation du réseau de transport et dirigeait la transition à l'accès ouvert au réseau de transport. Il a travaillé de près avec les conseils de coordination et de fiabilité des entreprises d'électricité en Amérique du Nord. Il a été nommé au poste de vice-président en 2004.

Sharon MacFarlane

Vice-présidente, Finances

Responsable des programmes financiers de l'entreprise, Mme MacFarlane dirige la planification financière, la trésorerie, les états financiers et la vérification. Elle est comptable agréée. Avant d'entrer à Énergie NB en 1997, elle était vice-présidente, Finances et Administration à la Mount Allison University.

Andrew Cormier

Vice-président, Services partagés et président, NB Coal Limited

M. Cormier avait déjà de l'expérience en gestion minière au secteur privé quand il est entré à NB Coal. Il a été nommé président-directeur général en 1982. En 1997, il a reçu la responsabilité des télécommunications d'entreprise, de la gestion du matériel et de l'environnement. En 2003, il a été nommé au poste de vice-président, Services partagés.

Wanda Harrison

Secrétaire d'entreprise et chef, Services juridiques

À titre de secrétaire d'entreprise et conseillère juridique du conseil d'administration et de ses comités, ainsi que des cadres principaux, Me Harrison gère les Services juridiques de l'entreprise. Avant d'entrer à Énergie NB en 1989, elle avait un cabinet privé. Elle a été avocate principale, ainsi que secrétaire d'entreprise et chef, Services juridiques adjointe.

Rod White

Vice-président, Nucléaire

M. White, qui a de l'expérience dans le domaine de la production à Énergie NB, est vice-président depuis 1997. Il est responsable de la centrale de Point Lepreau et du projet de remise à neuf. Il a déjà été directeur général de Production et chef des centrales de Coleson Cove et de Belledune.

Bob Crawford

Vice-président, Service à la clientèle

M. Crawford a travaillé dans les domaines de la production, du nucléaire et du service à la clientèle. Il a été chef de centrale au sein de Production et a dirigé les efforts d'amélioration du rendement à Point Lepreau. Depuis 2000, il est responsable de la prestation du service à la clientèle, de l'exploitation du réseau de distribution et de la tarification. Il a été nommé au poste de vice-président en 2004.

Paul Thériault

Vice-président, Ressources humaines

M. Thériault est entré à Énergie NB en 1992 après une carrière au sein de la fonction publique provinciale. Il est responsable de la gestion des ressources humaines, surtout de l'intégration des programmes de dotation en personnel, de rémunération, de rendement, de mieux-être, de relations du travail et de sécurité aux objectifs commerciaux.

Ken Little

Vice-président, Planification d'entreprise

M. Little travaille à Énergie NB depuis 1977. Il a détenu des postes de direction dans les domaines des finances, de la trésorerie, du service à la clientèle et de la commercialisation. Depuis 2000, il est responsable des audiences devant les organismes de réglementation et de la restructuration. Il est vice-président, Planification d'entreprise depuis 2003.

Bob Scott

Directeur, Affaires publiques

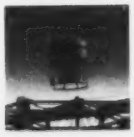
M. Scott est entré à Énergie NB en 2002 après une carrière distinguée dans le domaine de la communication au sein de la fonction publique provinciale et de sociétés de la Couronne. Il a été conseiller principal, Politiques et directeur intérimaire, Communications du Premier ministre du Nouveau-Brunswick. Il est membre du Collège des Fellows de la Société canadienne des relations publiques.

Carte du réseau

Capacité de production

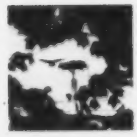
Thermiques	
Grand Lac	57 MW
Courtenay Bay	110 MW
Dalhousie	300 MW
Coleson Cove	998 MW
Belledune	458 MW
Total – Thermiques	**1 923 MW**
Turbines à combustion	
Grand Manan	28 MW
Millbank	199 MW
Ste.-Rose	100 MW
Total – Turbines à combustion	**327 MW**
Nucléaire	
Point Lepreau	**635 MW**
Hydroélectriques	
Milltown	4 MW
Tobique	20 MW
Sisson	9 MW
Grand-Sault	66 MW
Beechwood	113 MW
Mactaquac	672 MW
Total – Hydroélectriques	**884 MW**

Couverture – Photo prise de la base d'un des pylônes de transport de 138kV d'Énergie NB.



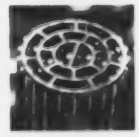
p. 6 – La construction se poursuit dans le cadre de la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove.

p. 8 – Le programme Leadership jeunesse d'Énergie NB a offert des bourses, d'une valeur totale de 21 000 $ aux finissants des 14 districts scolaires du Nouveau-Brunswick.

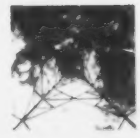


p. 10 – L'introduction en 2003 d'un nouveau modèle de plate-forme destinée aux balbuzards a contribué à augmenter la fiabilité des lignes de transport tout en offrant un habitat à cette espèce menacée.

p. 12 – On enlève le rotor d'un des générateurs à Beechwood afin de rebobiner le stator.



p. 14 – Des grappes de combustible comme celle-ci, contenant de l'uranium, alimentent la centrale nucléaire de Point Lepreau.



p. 16 – Photo prise de l'intérieur d'un pylône de transport d'Énergie NB.

p. 18 – Les monteurs de lignes d'Énergie NB assurent la fiabilité des quelque 20 000 kilomètres de lignes électriques de la Société.

p. 53 – Le conseil d'Énergie NB s'est engagé à respecter les normes les plus strictes de gouvernance d'entreprise.

Pour obtenir des exemplaires supplémentaires ou en version anglaise, il suffit de s'adresser à :

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton (Nouveau-Brunswick)
Canada E3B 4X1

Téléphone : (506) 458-4448
Télécopieur : (506) 458-4249

Pour obtenir de plus amples renseignements sur nos projets d'aménagements commerciaux, ou pour télécharger des publications d'Énergie NB comme notre *Rapport de rendement environnemental*, rendez-vous à **www.energienb.com**